

Proyección de Demanda de Energía en Colombia

Revisión Octubre de 2010



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía



upme - Unidad de Planeación Minero Energética



República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. www.upme.gov.co

Elaboró: Subdirección de Planeación Energética. Grupo de Demanda Energética

Equipo de trabajo:

Luis Carlos Romero Romero

Ismael León Muñoz

Jaime Fernando Andrade Mahecha

Carrera 50 No. 26 – 20

PBX : (57) 1 2220601 FAX: (57) 1 2219537

Bogotá D.C. Colombia

Octubre de 2010

Proyección de Demanda de Energía en Colombia

Revisión Octubre de 2010

1 Introducción pag. 04 / 14

2 Petróleo y derivados pag. 15 / 35

3 Gas natural pag. 36 / 45

4 Electricidad pag. 46 / 56

5 Carbón pag. 57 / 63

6 Biomásas y desechos pag. 64 / 66

7 Demanda agregada de energía en Colombia pag. 67 / 75

Anexo A . Cifras históricas y proyecciones de demanda de energía pag. 76 / 83

Anexo B . Escenario URE de proyección de demanda de energía pag. 84 / 86

Anexo C. Factores de conversión y definiciones pag. 87 / 88

Presentación del documento

Esta publicación tiene por objeto ofrecer una visión integral del pasado reciente y el futuro de la demanda de energía en Colombia, sintetizando el conocimiento que progresivamente ha logrado la UPME en este tema fundamental para el planeamiento de la infraestructura y el desarrollo institucional del sector.

A continuación se expone para cada uno de los energéticos primarios o secundarios una breve visión de su mercado, de la evolución de su consumo durante la última década y un escenario base de proyección de su demanda hasta el año 2030. Lo anterior se estima tanto a nivel nacional como sectorial. A final del documento se presenta una agregación de los resultados de todos los energéticos tratados también a escala nacional y sectorial. Finalmente se presenta un escenario de referencia alternativo que tiene en cuenta los efectos de adoptar medidas de uso racional y eficiente de la energía en el largo plazo.

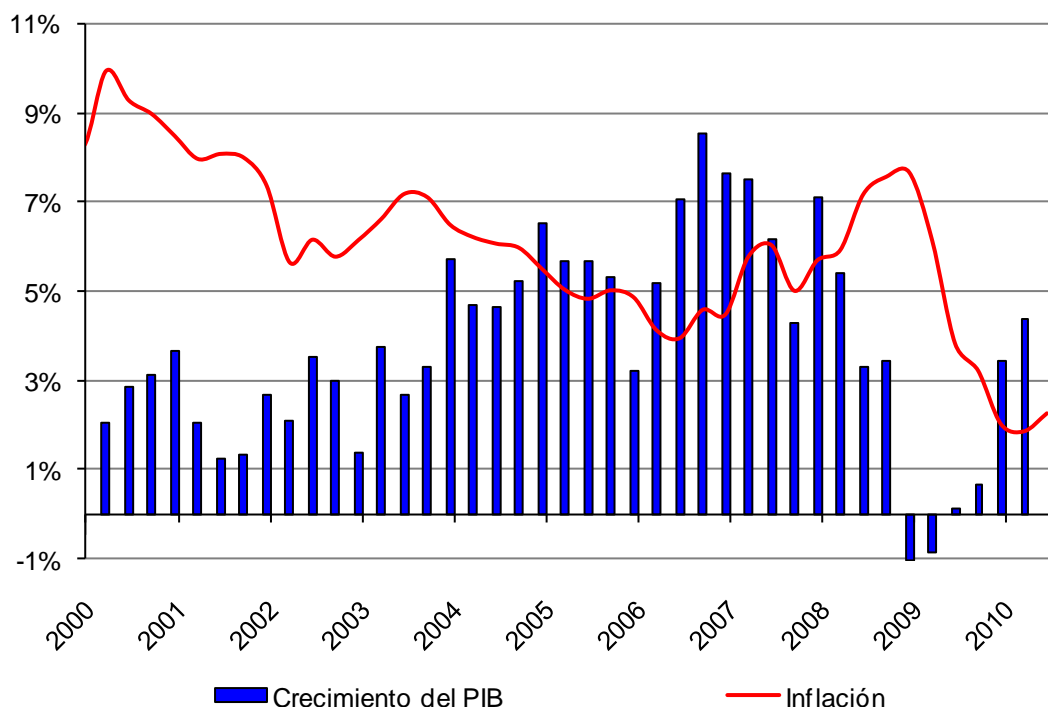
1 Introducción

1.1 Comportamiento de la economía nacional

1.1.1 Producto interno bruto e inflación

Entre los años 2000-2009 la economía nacional ha crecido a una tasa anual media de 3.9%. Dentro de este periodo se tiene gran variabilidad en el desempeño económico con años como el 2006 de una elevada tasa de crecimiento de 7.1% y en el otro extremo el año 2009 con una tasa de 0.8%, tal como se indica en la Gráfica 1-1. Este último valor está relacionado con la crisis económica a escala global de los años 2008-2009, que en Colombia llevó a la crecimientos negativos de -1.1% y 0.9% en el último trimestre del año 2008 y primero del año 2009.

Con respecto al nivel de precios, en esta década se ha logrado consolidar una inflación de un dígito, con tendencia decreciente, a excepción de los años 2007-2008, periodo en que alcanzó valores superiores al 7%, para de nuevo descender hasta el 2% en el año 2009. Se espera que la inflación se estabilice en un futuro próximo en una tasa de 3% (ver Gráfica 1-1).

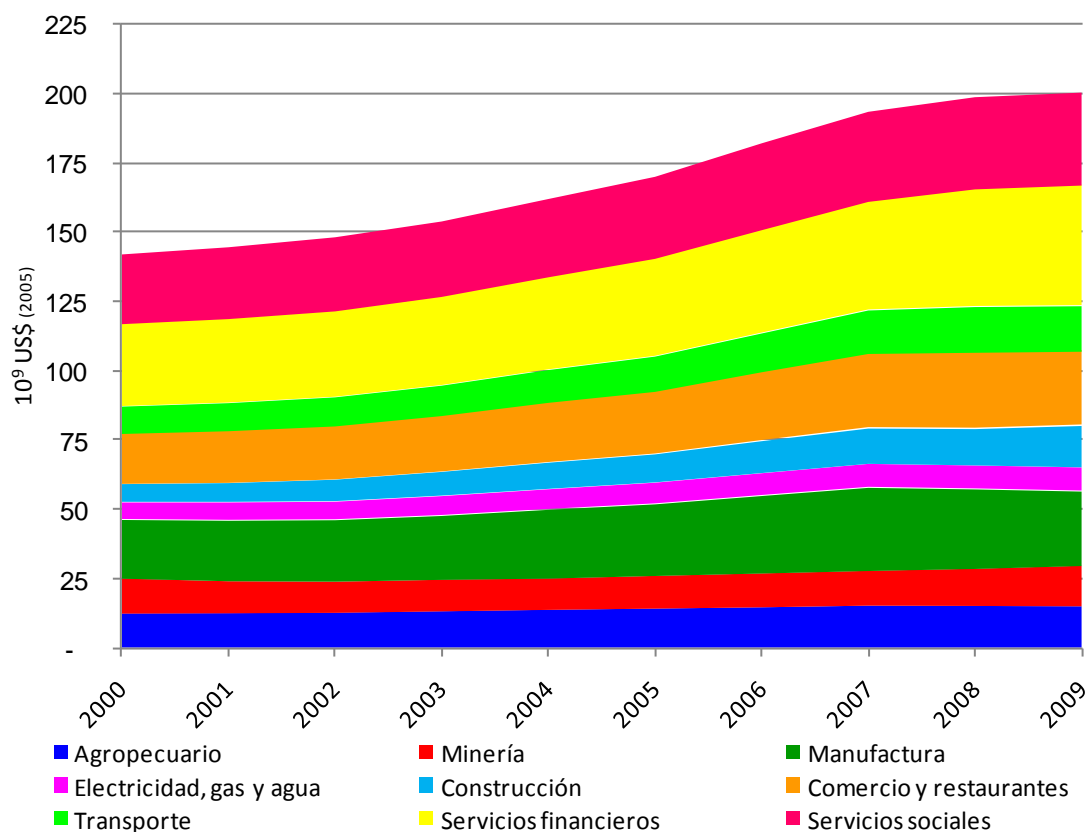


Gráfica 1-1 Crecimiento del PIB e inflación en Colombia

(Valores trimestrales) Fuente: DANE. Cálculos: UPME

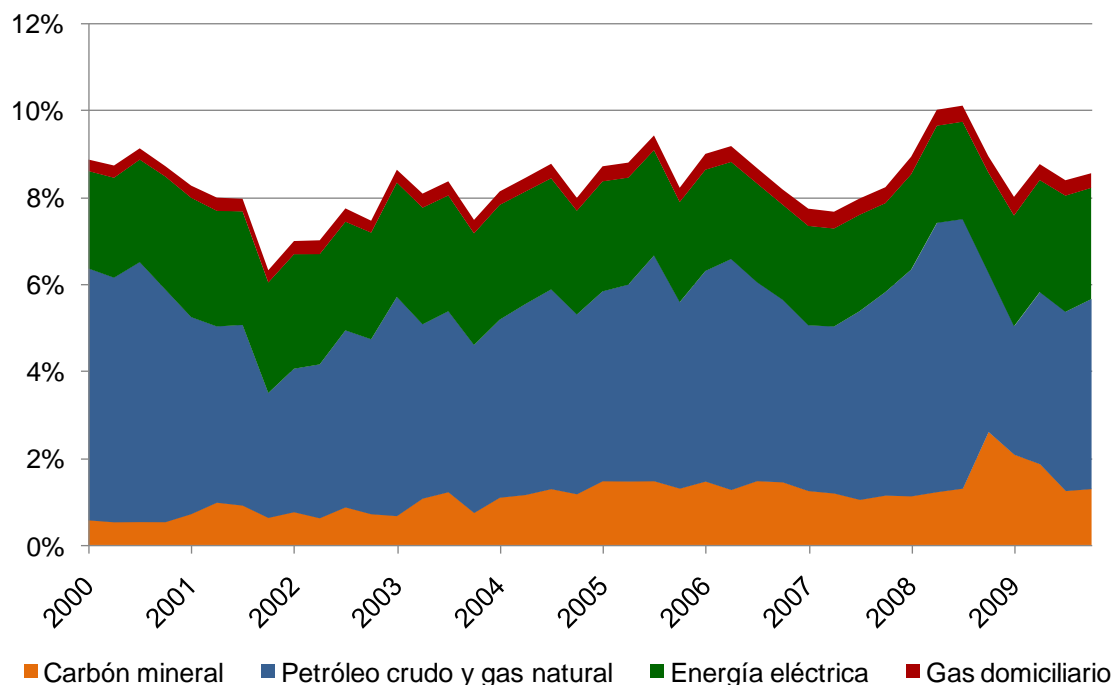
1.1.2 La energía dentro de la economía nacional

En el año 2009 el PIB de la economía alcanzó un valor de 401 billones de pesos (aproximadamente 200 mil millones de dólares). Dentro de este agregado de la economía, sobresale el sector terciario (comercio y servicios) que participó en el año 2009 con un 60.0%. El sector secundario (manufactura, energía y construcción) participó ese mismo año con un 25.3% del valor agregado y el primario (agricultura y minería) con un 14.8% (ver Gráfica 1-2). Dentro de las actividades económicas se tiene que la energía ha constituido aproximadamente el 8 % de PIB nacional; de este porcentaje, el petróleo ha aportado alrededor de la mitad, según se evidencia en la Gráfica 1-3.



Gráfica 1-2 Producto Interno Bruto sectorial en Colombia

Fuente: DANE. Cálculos: UPME

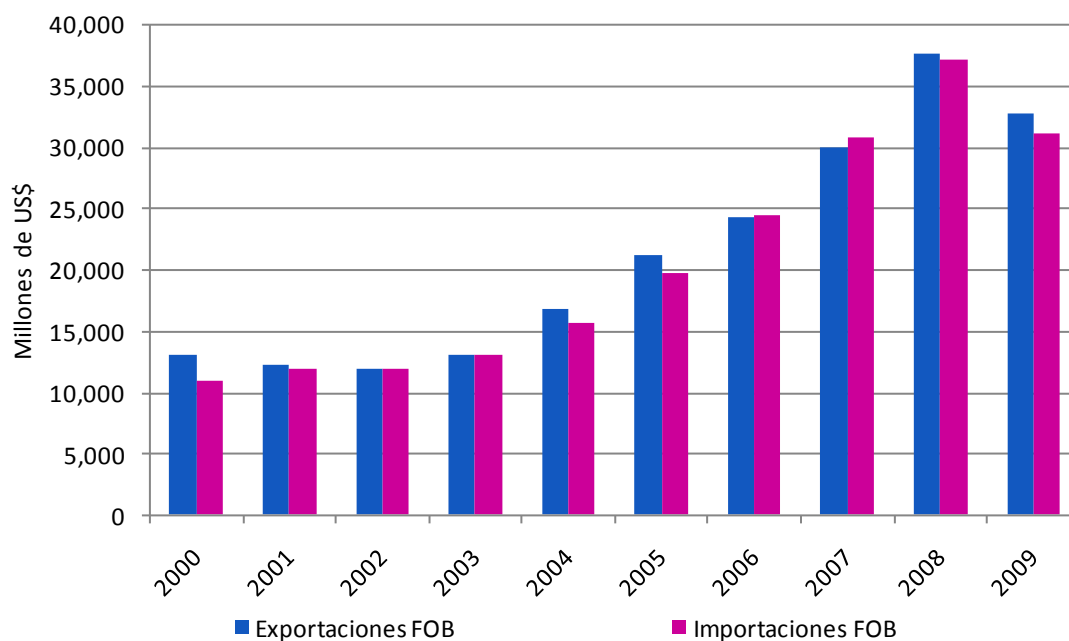


Gráfica 1-3 Participación del sector energético dentro del valor agregado de la economía nacional. Fuente: DANE. Cálculos: UPME

1.1.3 Sector externo

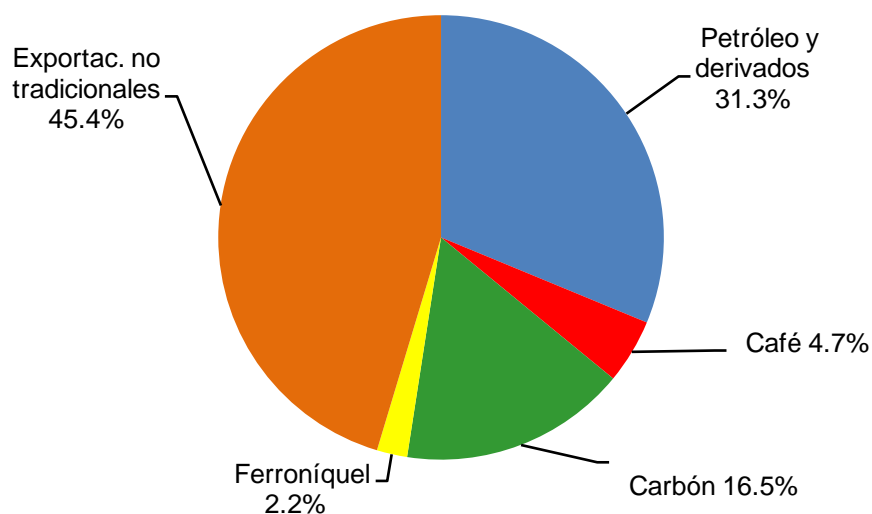
En el año 2009, las exportaciones colombianas llegaron a 32,853 millones de dólares (FOB), superando marginalmente a las importaciones que fueron por un valor de 31,188 millones de dólares (FOB). En la última década este equilibrio comercial se ha mantenido, según puede apreciarse en la Gráfica 1-4, aunque progresivamente el comercio internacional de nuestro país se ha casi triplicado.

Dentro de las exportaciones de Colombia, el sector energético participa casi con la mitad, pues el petróleo y sus derivados constituyen el 31.3% y el carbón mineral el 16.5% del total.



Gráfica 1-4 Balanza comercial en Colombia

Fuente: DANE. Cálculos: UPME



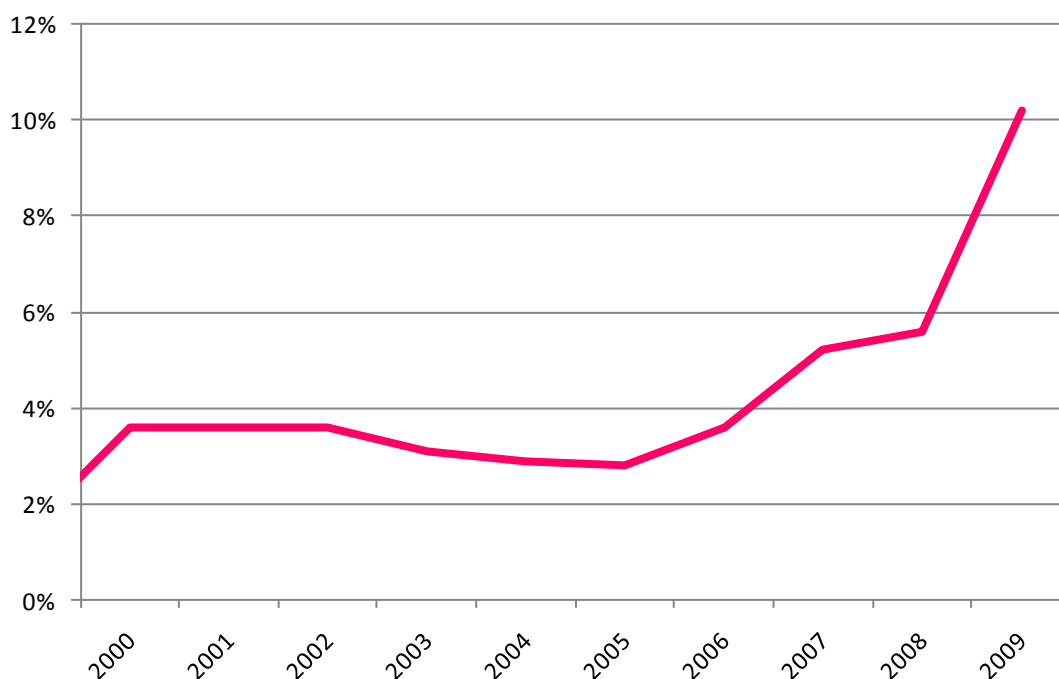
Gráfica 1-5 Exportaciones Colombianas, participación según bienes.

Fuente: DANE. Cálculos: UPME

1.1.4 Sector público

El sector público colombiano recibe ingresos provenientes de las actividades de mineras y energéticas por medio de las siguientes vías, principalmente:

En primer lugar, las rentas de la Empresa Colombiana de Petróleos –Ecopetrol, las cuales hacen parte de los ingresos del Gobierno Nacional Central –GNC. Estas en la última década ha tenido un carácter ascendente, alcanzando el año 2009 un 10.2% del mismo (ver Gráfica 1-6).



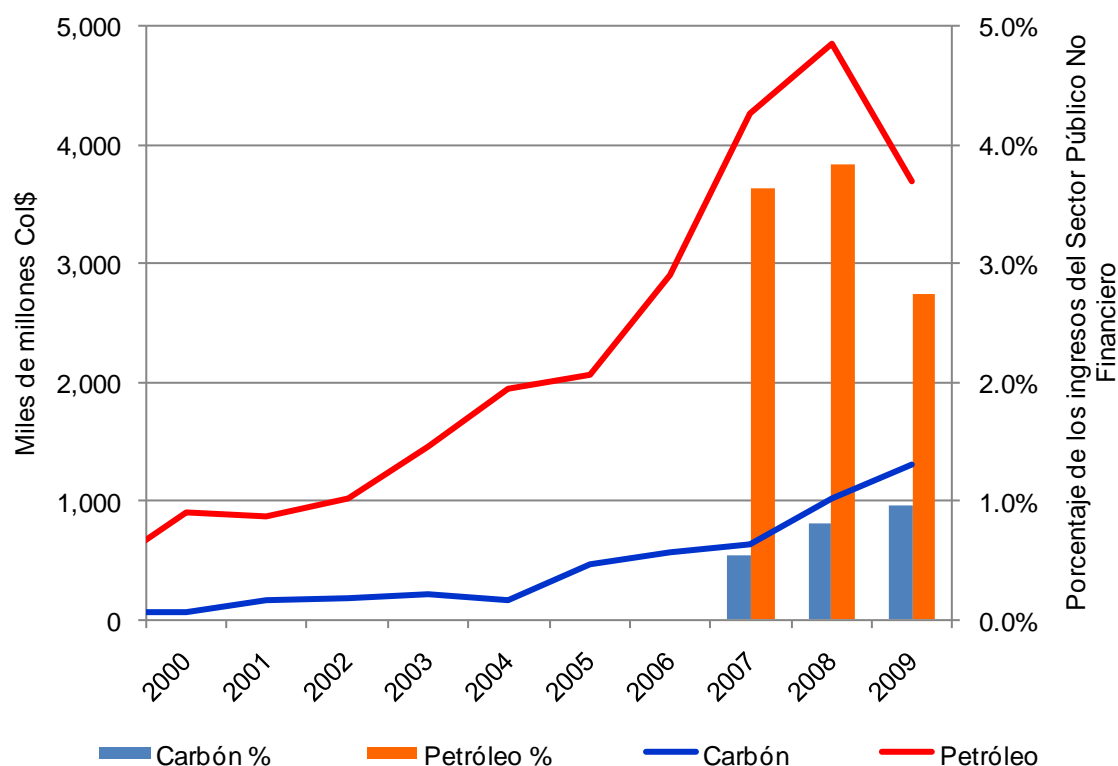
Gráfica 1-6 Dividendos de Ecopetrol como porcentaje de los ingresos del Gobierno Nacional Central. Fuente: MHCP. Cálculos: UPME

En segundo lugar, el impuesto de renta que Ecopetrol y las demás empresas petroleras y del sector minero es recibido por el gobierno central. En el año 2009 este alcanzó un valor de 3,477 miles de millones de pesos (ver Tabla 1-1).

	2000			2009		
	Impuesto a Cargo	Contribución en el PIB	Impuesto de Renta (personas jurídicas)	Impuesto a Cargo	Contribución en el PIB	Impuesto de Renta (personas jurídicas)
Actividad Económica	Miles de millones de Col\$	%		Miles de millones de Col\$	%	
Petróleo	1,414	0.72%	27.21%	2,947	0.59%	18.21%
Carbón	54	0.03%	1.05%	530	0.11%	3.28%
Níquel	66	0.03%	1.28%	187	0.04%	1.16%
Resto Minería	64	0.03%	1.23%	45	0.01%	0.28%
Total Minería y Petróleo	1,599	0.81%	30.77%	3,709	0.75%	22.92%
Total Impuesto de Renta	5,198			16,185		

Tabla 1-1. Contribución del petróleo y el carbón en el total del impuesto de renta.

Finalmente, las regalías que algunos municipios y departamentos reciben son otra fuente de ingresos para el sector público colombiano. En el año 2009 estas alcanzaron por concepto de petróleo y carbón una magnitud de cinco billones de pesos, aproximadamente el 3.7% de los ingresos del sector público no financiero –SPNF.



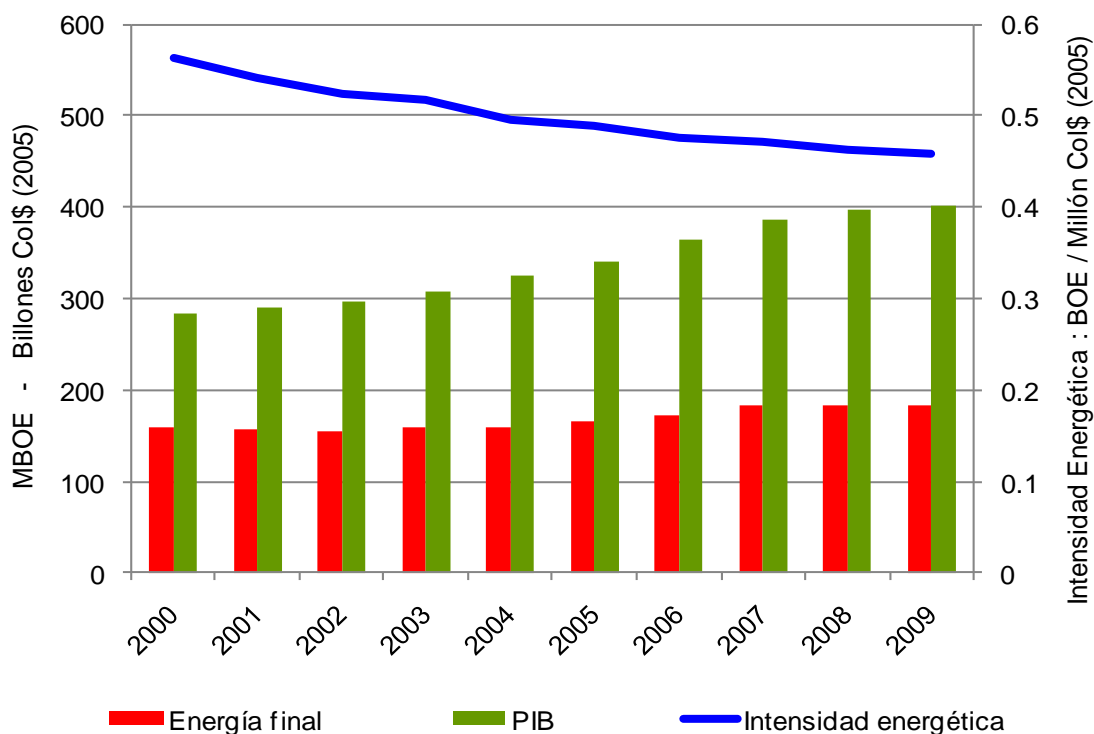
Gráfica 1-7 Regalías como porcentaje de los ingresos del sector público.

Fuente: MHCP. Cálculos: UPME

Regalías en Miles de Millones de pesos entre 2000 y 2009 en el caso del carbón, y entre 1994 y 2009 en el caso del petróleo. Como proporción de los ingresos totales del Sector Público No Financiero únicamente las tenemos en 2007, 2008 y 2009

1.2 Intensidad energética

Siguiendo la tendencia del desarrollo de las economía mundial, progresivamente la intensidad energética -definida como la relación entre el consumo energético de una país y su producto interno bruto- se ha venido reduciendo durante la última década, tal como se evidencia en la Gráfica 1-8. Dentro de las razones que se pueden aducir para esto se tiene la sustitución de algunos energéticos por el gas natural en los sectores industrial y de generación eléctrica, una creciente participación del sector terciario que poco intensivo energéticamente respecto a otras actividades económicas, y en general el uso de equipos más eficientes energéticamente.



Gráfica 1-8 Variación de la intensidad energética nacional durante la última década

Fuente: DANE y UPME. Cálculos: UPME

1.3 Balance energético nacional, año 2009

A continuación, la Gráfica 1-9 presenta un esquema del balance energético nacional en el año 2009. En este se muestra las relaciones entre la energía primaria¹ que corresponde a 682.9 Mboe (millones de barriles equivalentes de petróleo), la exportaciones de estos bienes primarios (petróleo, carbón y gas natural) por un total 416.9 Mboe, las exportaciones netas de bienes secundarios (electricidad y combustibles derivados del petróleo) por 17.1 Mboe, las pérdidas y consumos internos de los procesos de transformación por 64.1 Mboe y el consumo final del país de 176.3 Mboe.

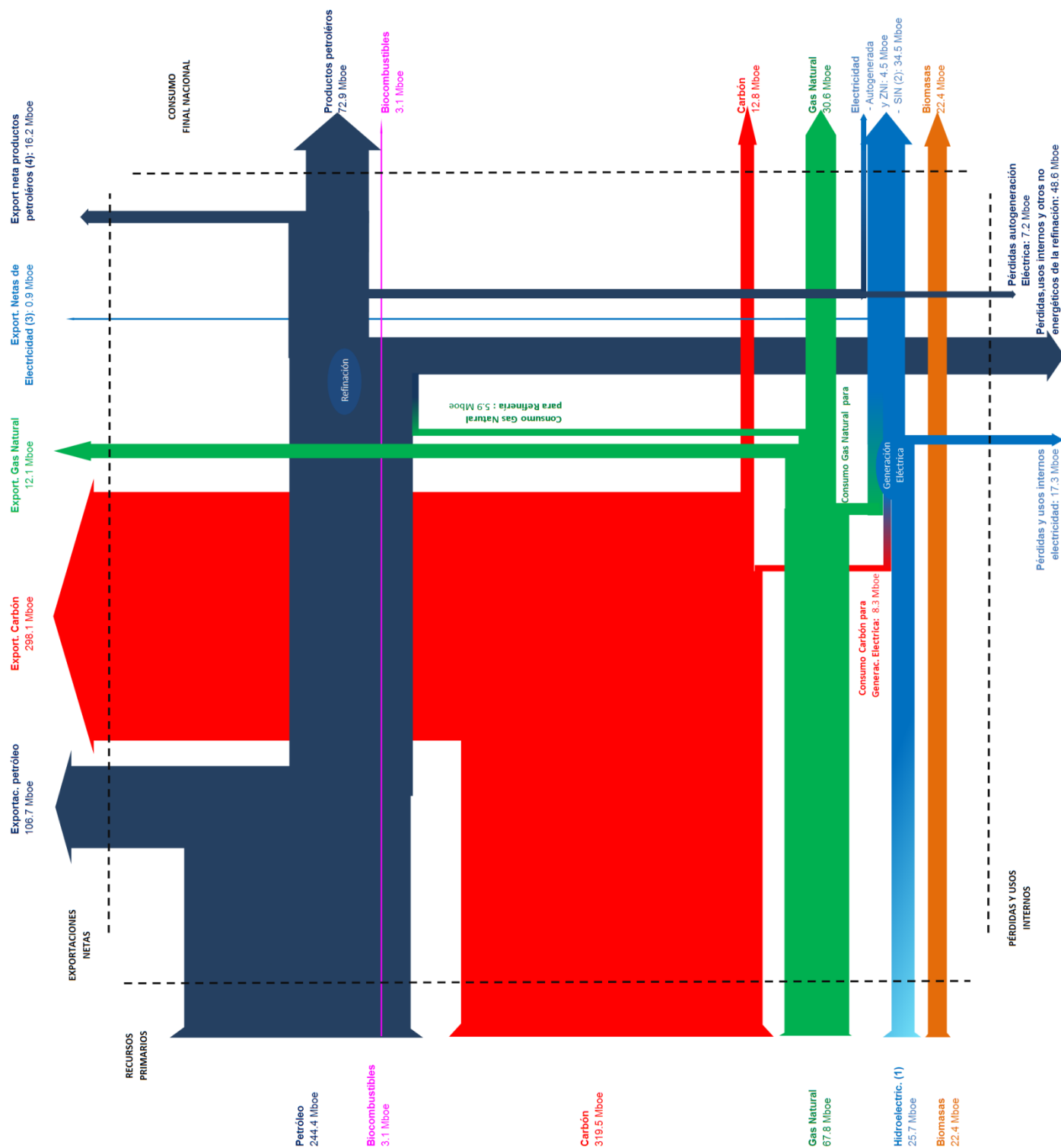
¹ Con energía primaria se hace referencia en este caso al petróleo, carbón, gas natural, agua en los embalses para generación de electricidad, biomasas y biocombustibles disponibles, antes de cualquier transformación física o química.

De lo anterior puede evidenciarse la magnitud de las exportaciones del país frente a su consumo interno y la diversidad de fuentes disponibles. Los siguientes capítulos examinan más en profundidad el papel de cada energético dentro del balance desde el punto de vista histórico y su proyección para los próximos veinte años. Al final de documento se presenta la agregación de los diferentes energéticos a escala sectorial y un anexo con las diferentes siglas y conversiones utilizadas.

Gráfica 1-9 Balance energético nacional 2009 (página siguiente)

Notas:

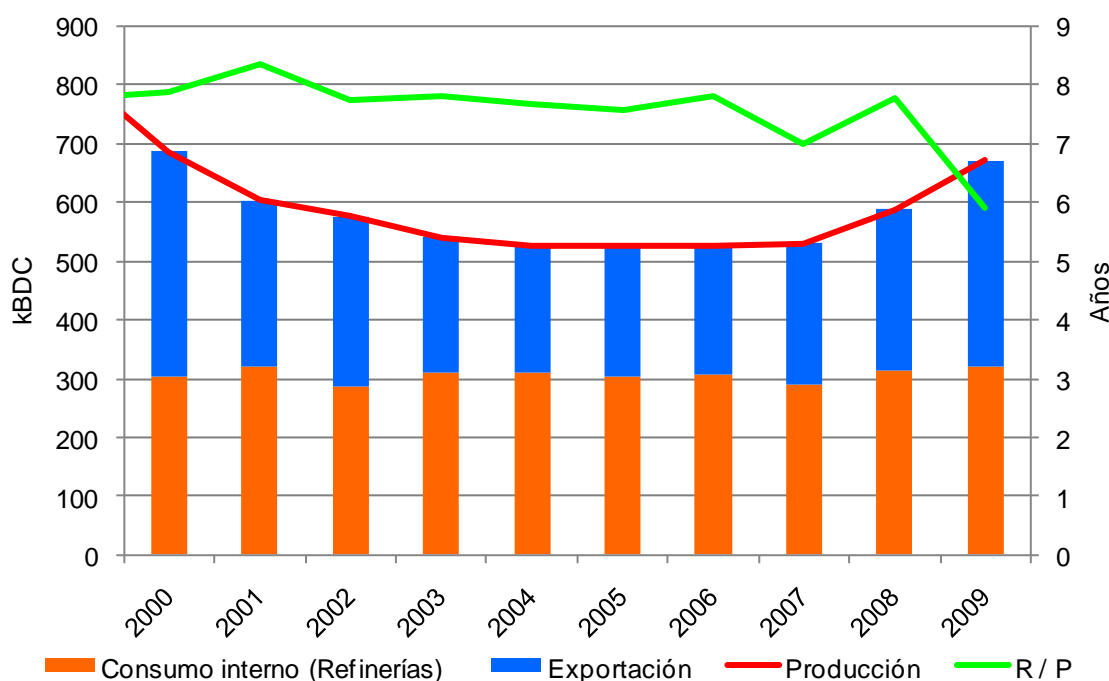
- (1) Corresponde a la hidroenergía disponible en los embalses antes del proceso de generación eléctrica.
- (2) Además del agua, carbón y gas natural usados para generación de electricidad del SIN, el bagazo, los combustibles líquidos y el viento son fuentes de energía eléctrica en el país. En el Capítulo 4 de este documento se hace una descripción más detallada de la generación eléctrica según fuentes primarias.
- (3) Colombia exporta e importa energía eléctrica; la presente gráfica solo presenta el valor neto. En el Capítulo 4 de este documento se hace una descripción más detallada de las transacciones internacionales de electricidad.
- (4) Colombia exporta e importa derivados de petróleo; la presente gráfica solo presenta el valor neto. En el Capítulo 2 de este documento se hace una descripción más detallada de las transacciones internacionales de derivados.



2. Petróleo y derivados

2.1 Perspectiva histórica

A finales del año 2009 el país contaba con reservas probadas de 1,714 millones de barriles de petróleo, lo cual implicaba una relación reservas / producción (R/P) de casi 6 años. En los últimos años el país ha visto una recuperación progresiva de su producción, promovido principalmente por el aumento de las exportaciones del mismo. En el año 2009 el país extrajo en promedio 671 kBDC, de los cuales exportó el 52.3% (ver Gráfica 2-1). Ecopetrol y Ministerio de Minas y Energía han manifestado la meta de incrementar la producción en el mediano plazo hasta un valor superior a 1000 kBDC, considerando el aumento de la inversión en exploración que se viene dando y el esperado crecimiento de los precios internacionales, según se trata a continuación.

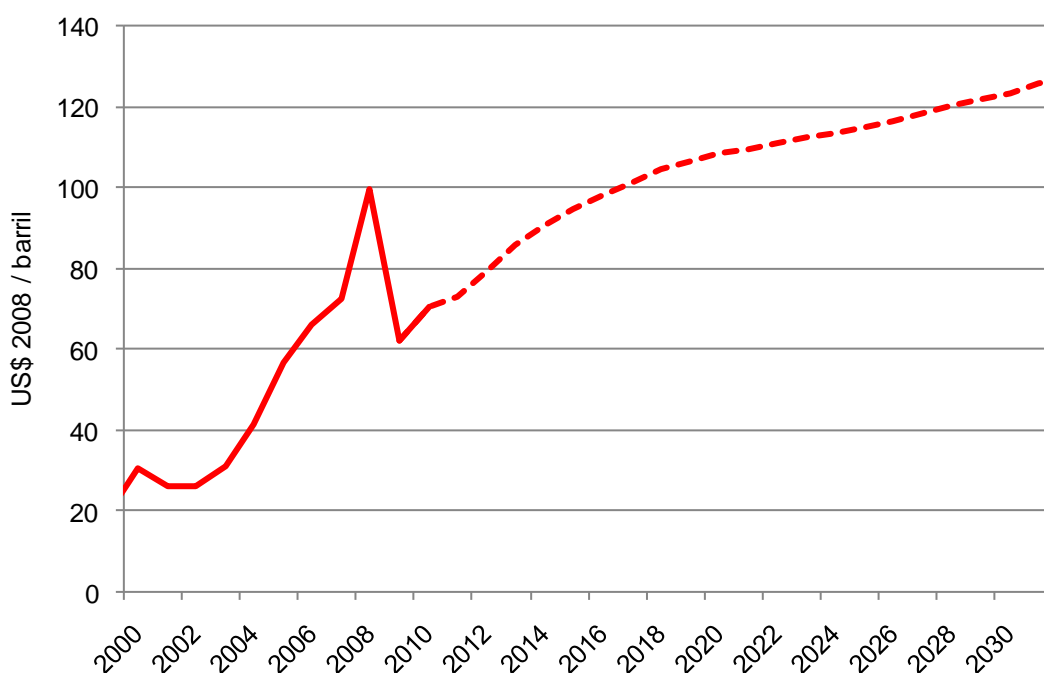


Gráfica 2-1. Producción y destino de la producción de petróleo en Colombia

Fuente: Ecopetrol

2.1.1 Proyección de precios del petróleo

En la Gráfica 2-2 se evidencia como el precio internacional de este energético se ha casi triplicado en la última década, alza generada por el desbalance entre la oferta y la demanda del mismo. Agencias internacionales como el EIA (Energy Information Administration) ofrecen proyecciones de precios del petróleo, las cuales se presentan a continuación. En éstas se estima para la década 2010-2020 un crecimiento promedio anual del precio del petróleo WTI de 4.4%, alcanzándose un precio de 108 US\$₍₂₀₀₈₎ por barril; para la década 2020-2030 se espera un crecimiento promedio anual de 1.5%, llegando a 124 US\$₍₂₀₀₈₎ por barril.

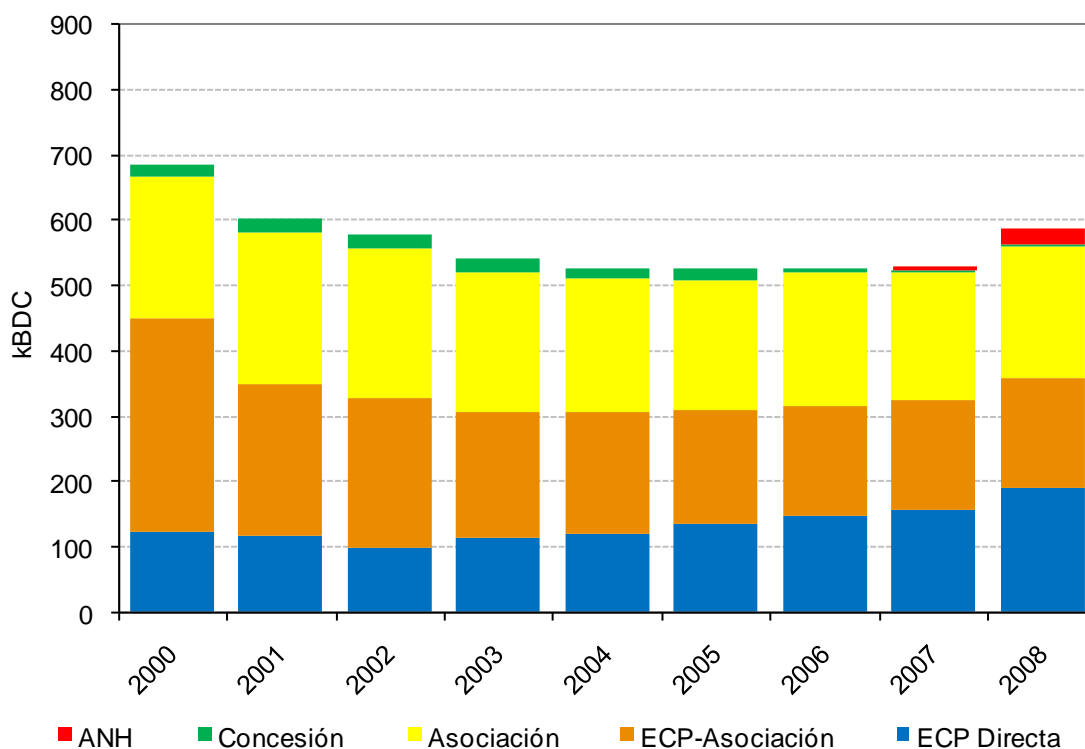


Gráfica 2-2. Precios internacionales del petróleo –WTI, históricos y proyectados

Fuente: EIA

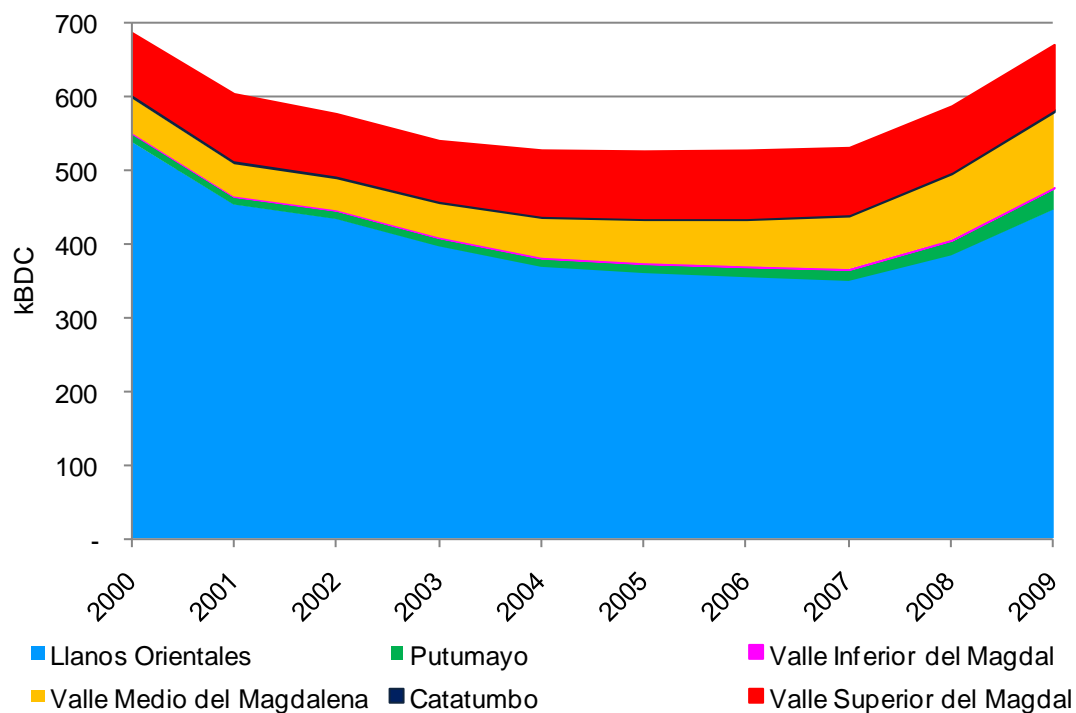
2.1.2 Producción en Colombia

En Colombia se dan distintos esquemas de participación en la propiedad de las reservas como de la producción de crudo. En el país la mayor la parte de la producción depende de Ecopetrol, bien sea mediante los esquemas de asociación o participación directa, con un xx%. Ver Gráfica 2-3.



Gráfica 2-3. Distribución de la producción de petróleo según origen.
Fuente: Ecopetrol. Cálculos: UPME.

Por otra parte, se tiene que la producción nacional se encuentra concentrada en los campos de los Llanos Orientales donde se extrajo aproximadamente el 68% del crudo nacional y, en segundo lugar, los campos del Valle del Magdalena, de donde se extrae aproximadamente un 28% del total nacional. El restante 4% se origina en el sur del país, en el departamento del Putumayo. Ver Gráfica 2-4.

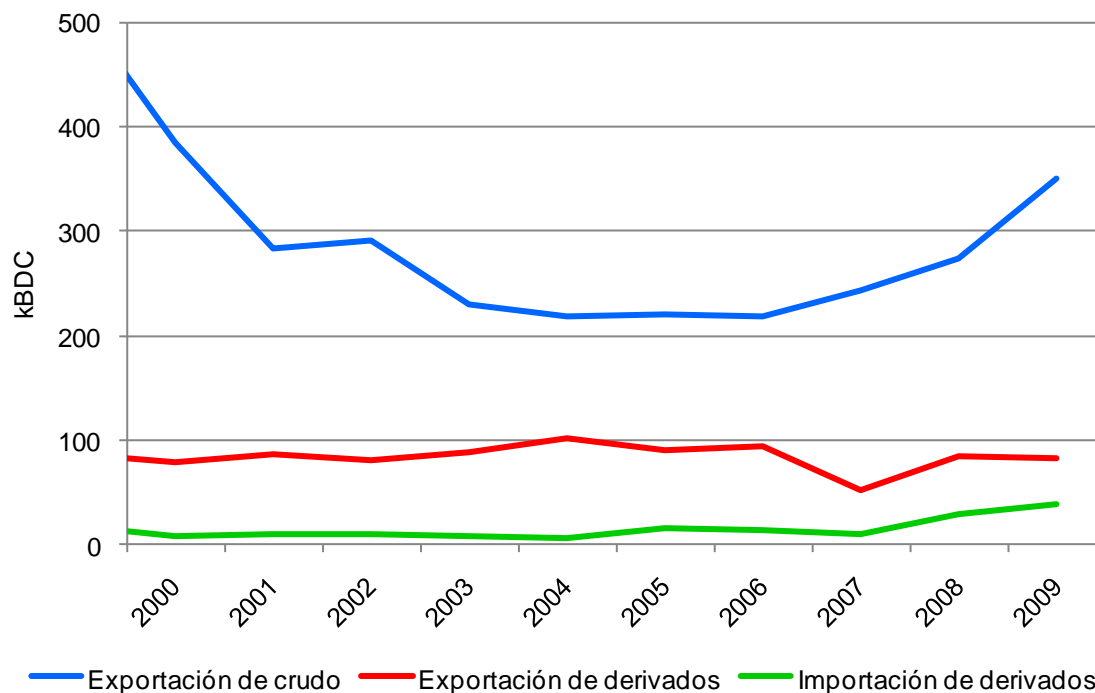


Gráfica 2-4. Distribución regional de la producción de petróleo.

Fuente: Ecopetrol. Cálculos: UPME.

2.1.3 Balanza comercial

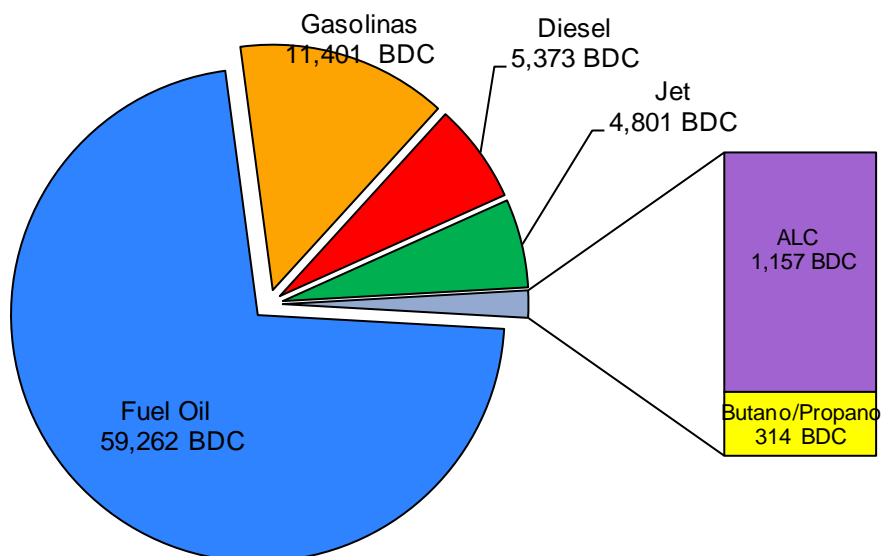
En términos generales, la balanza comercial en materia de hidrocarburos para el país ha sido positiva, pues las exportaciones de crudo y derivados superan ampliamente la importación de estos bienes, tal como puede verse en la Gráfica 2-5.



Gráfica 2-5. Balanza comercial de hidrocarburos.

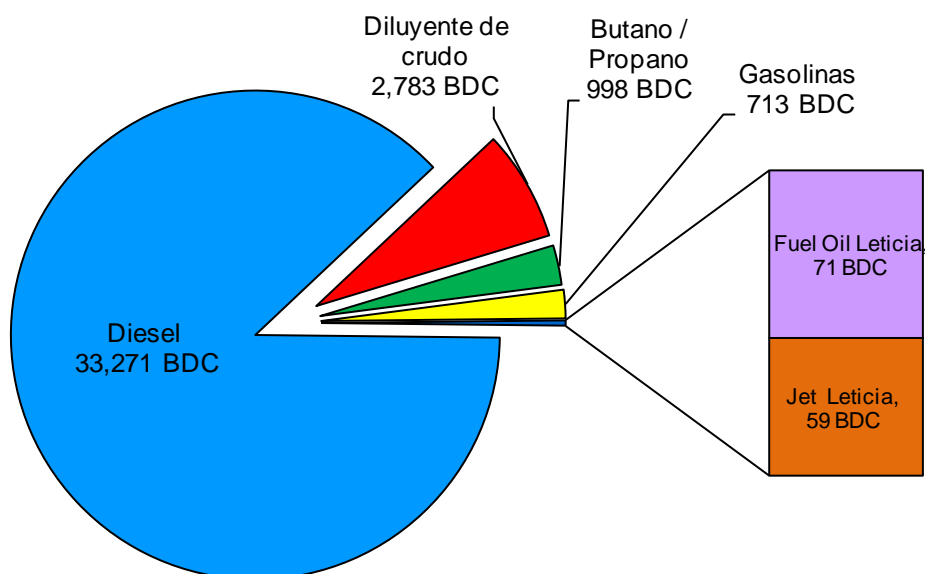
Fuente: Ecopetrol. Cálculos: UPME.

Además de crudo, Colombia exportó en el año 2009 productos refinados en una magnitud 82,308 BDC, principalmente en Fuel Oil y gasolina (ver Gráfica 2-6). Ese mismo año, el país debió importar 37,894 BDC de productos refinados, principalmente Diesel, a fin de cubrir el déficit de este combustible que se da en el país y que espera cubrirse con la próxima ampliación de la capacidad de producción de las refinerías (ver Gráfica 2-7).



Gráfica 2-6. Exportaciones de derivados de petróleo, año 2009

Fuente: Ecopetrol. Cálculos: UPME.



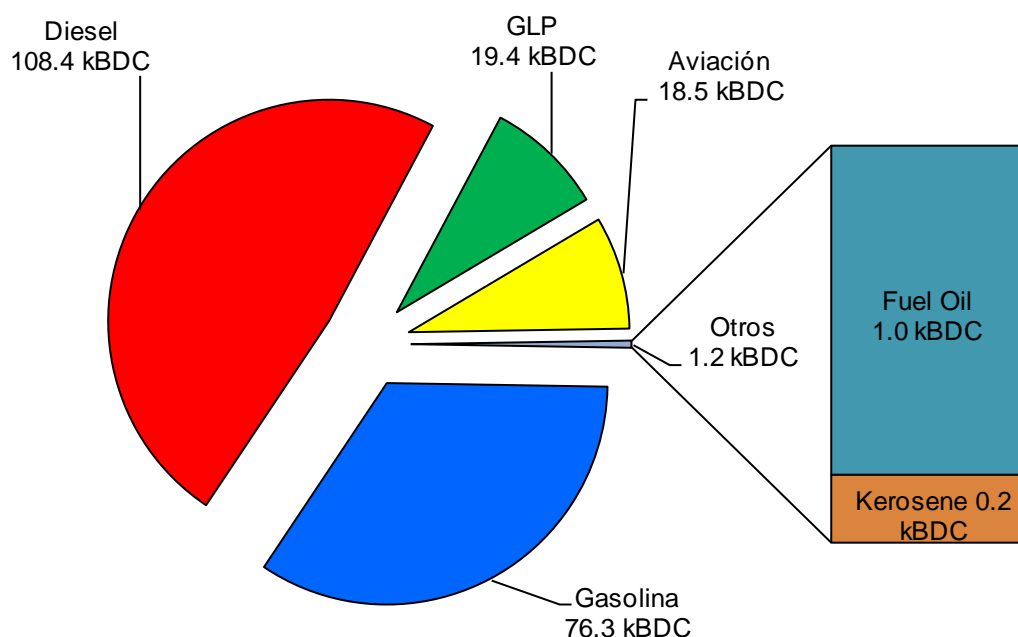
Gráfica 2-7. Importaciones de derivados de petróleo, año 2009

Fuente: Ecopetrol. Cálculos: UPME.

2.1.4 Demanda de combustibles en el país

El sector transporte en Colombia se constituye en el principal consumidor de combustibles derivados del petróleo en Colombia. En el año 2009, aproximadamente el 90.8% de las

ventas de combustibles de combustibles correspondieron a Diesel, gasolinas (extra y corriente) y combustibles para aviación. El 8.7% de las ventas fueron de GLP que tiene como principal usuario al sector residencial y el 0.5% restante correspondió a combustibles como el Fuel Oil y el Kerosene, con usos industriales y de transporte, entre otros. Ver Gráfica 2-8.



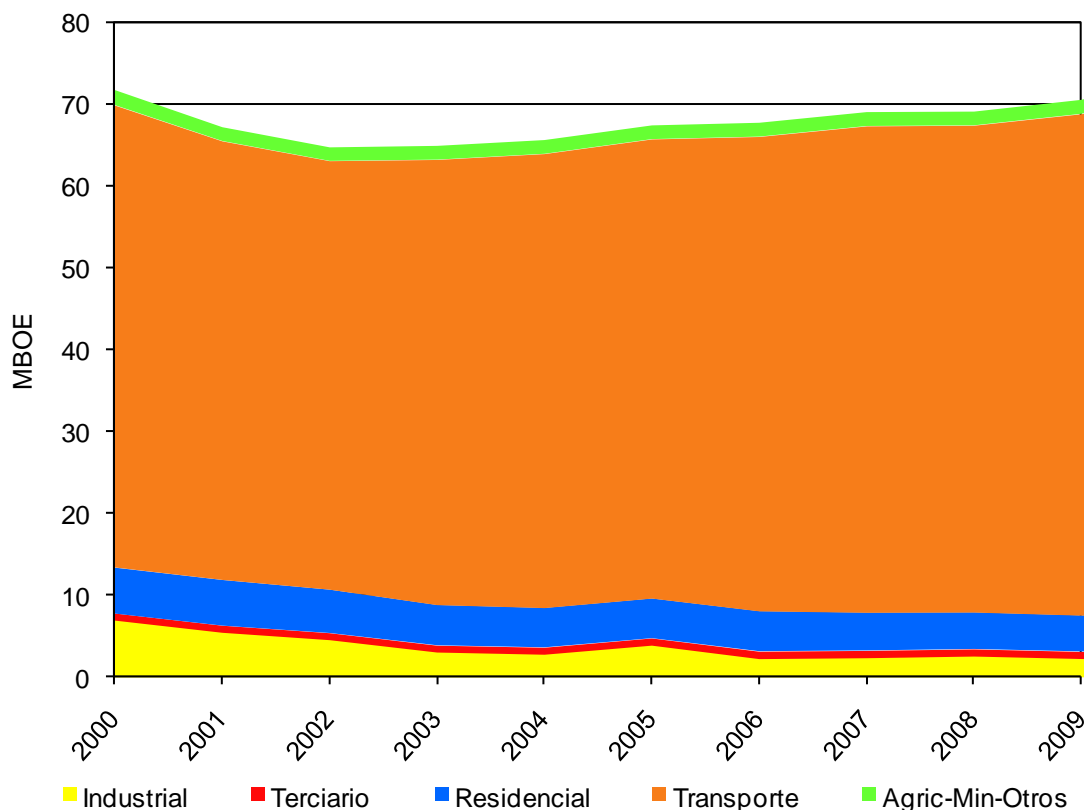
Gráfica 2-8. Demanda de derivados de petróleo en Colombia, año 2009

Fuente: Ecopetrol, MHCP y UPME. Cálculos: UPME. *Nota: incluye biocombustibles y estimación de ventas ilegales.*

En la última década, los combustibles para transporte han tenido la mayor participación dentro del consumo nacional (ver Gráfica 2-9). En el año 2009 el sector transporte demandó el 75.0% de los combustibles derivados del petróleo consumidos en el país, seguido de la generación eléctrica con un 13.0%². Por otra parte, en esta década ha sido notable la reducción de la demanda de gasolina, que se explica porque ha sido en parte sustituida por

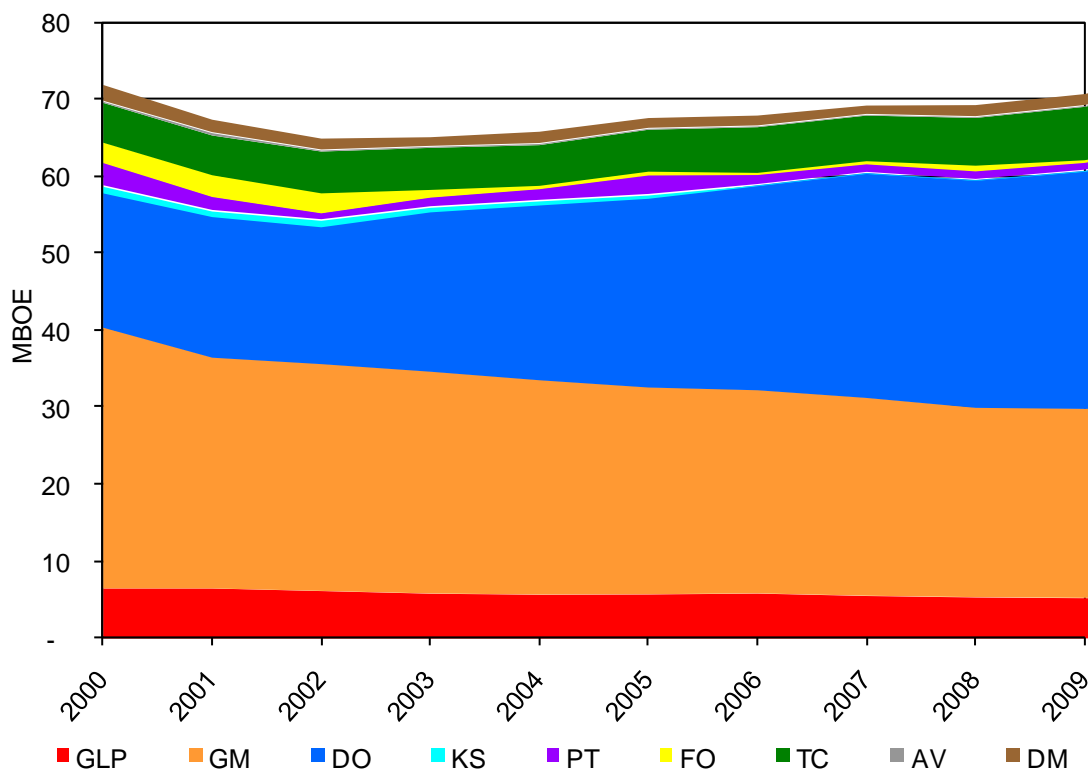
² Se incluye dentro del consumo para generación eléctrica aquello destinado para autogeneración, que normalmente no ingresa al Sistema Interconectado Nacional –SIN, así como los combustibles sustitutos de gas natural usados por algunos generadores conectados al SIN.

gas natural en el transporte vehicular y por el aumento del parque automotor que consume diesel, cuyo aumento de la demanda también se evidencia en la Gráfica 2-10.



Gráfica 2-9. Distribución por sectores del consumo de derivados de petróleo.

Fuente: Ecopetrol, MME y UPME. Cálculos: UPME. *Nota: incluye biocombustibles y estimación de ventas ilegales.*



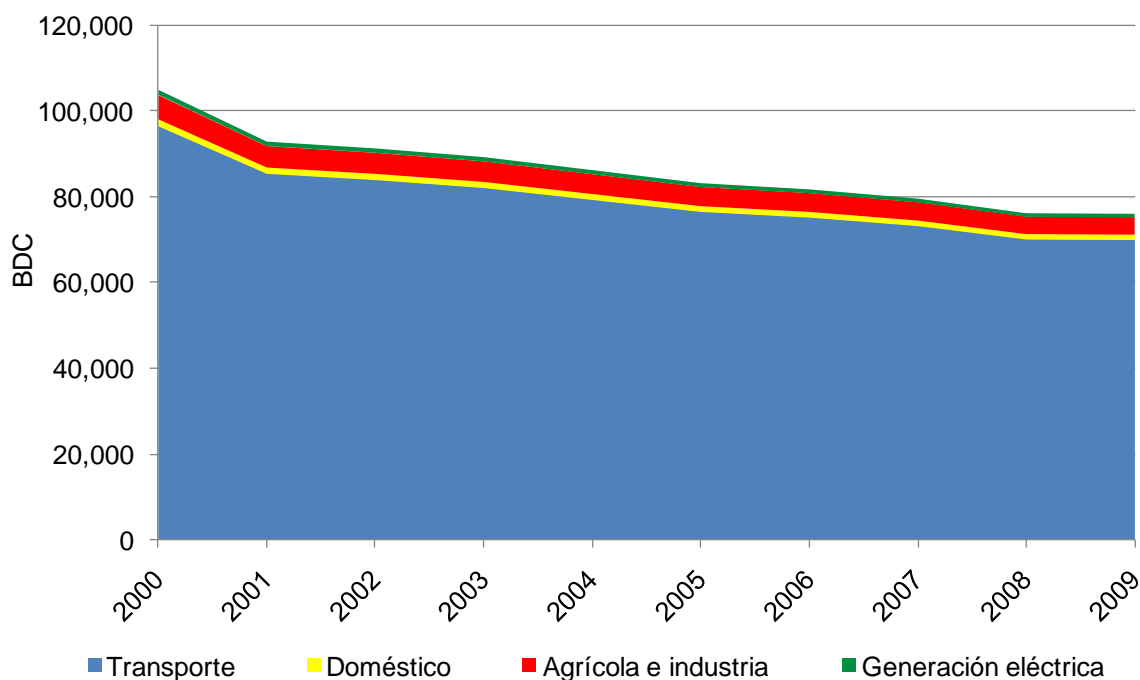
Gráfica 2-10. Demanda de derivados de petróleo en Colombia³

Fuente: Ecopetrol y UPME. Cálculos: UPME. Nota: incluye biocombustibles y estimación de ventas ilegales.

2.1.5 Usos de los principales combustibles

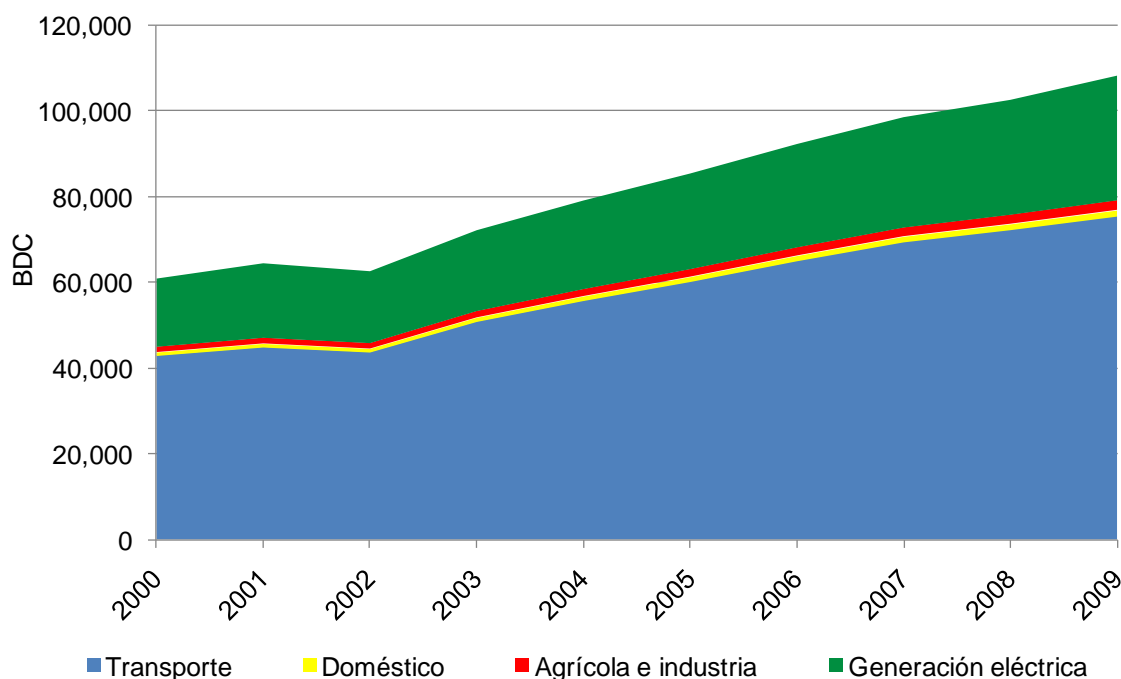
En las Gráfica 2-11 a Gráfica 2-13 puede observarse la participación de los diferentes sectores en el consumo de gasolina, diesel y GLP en Colombia. Para el caso de los dos primeros, se tiene al transporte como el principal destino seguido de la generación eléctrica que supe consumos propios. Para el caso del GLP su uso es casi en su totalidad doméstico, uso que se ha venido reduciendo en la medida que viene siendo sustituido por gas natural en las cabeceras de los municipios que se han venido interconectando a la red. En las zonas rurales se prevé que aumente progresivamente su participación en la medida que reemplace energéticos como la leña.

³ GLP: Gas licuado de petróleo; GM: Gasolina motor corriente y extra; DO: Diesel Oil o ACPM; KS: Kerosene; PT: Petróleo; FO: Fuel oil; TC: Turbocombustible; AV: Avigas; DM: Diesel Marino. Ver Anexo 2.



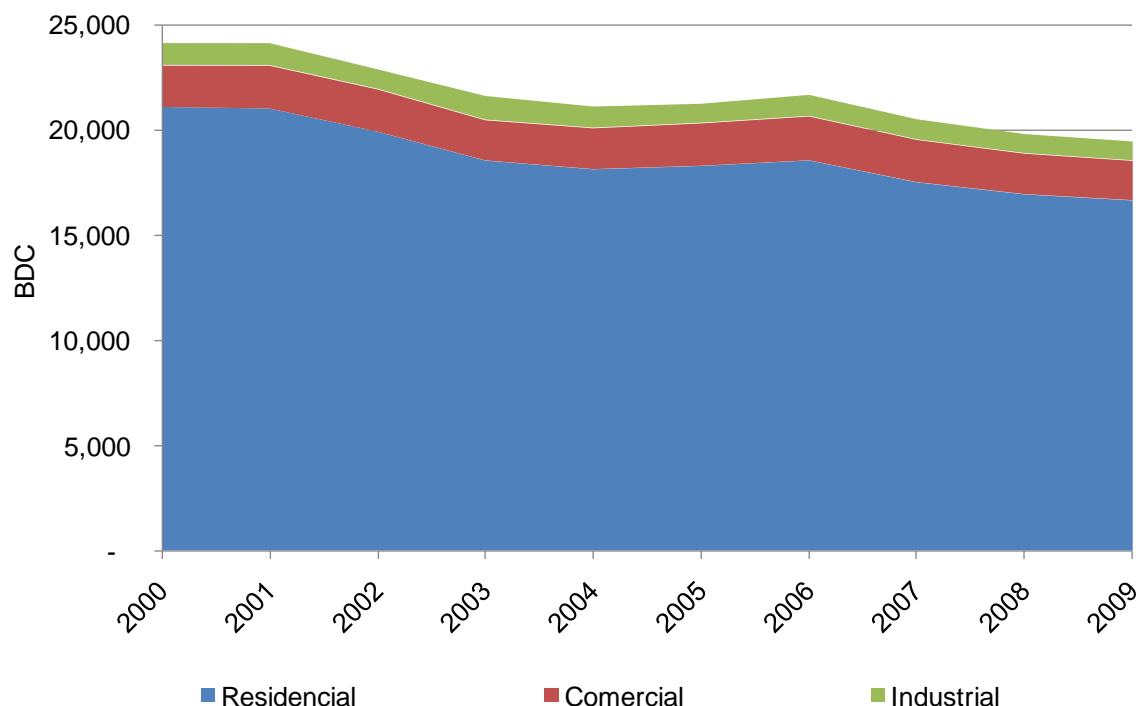
Gráfica 2-11. Usos de la gasolina motor (corriente y extra) en Colombia

Fuente: Ecopetrol, MHCP y UPME. Cálculos: UPME. *Nota: incluye biocombustibles y estimación de ventas ilegales.*



Gráfica 2-12. Usos del diesel (ACPM) en Colombia

Fuente: Ecopetrol, MHCP y UPME. Cálculos: UPME. *Nota: incluye biocombustibles y estimación de ventas ilegales.*



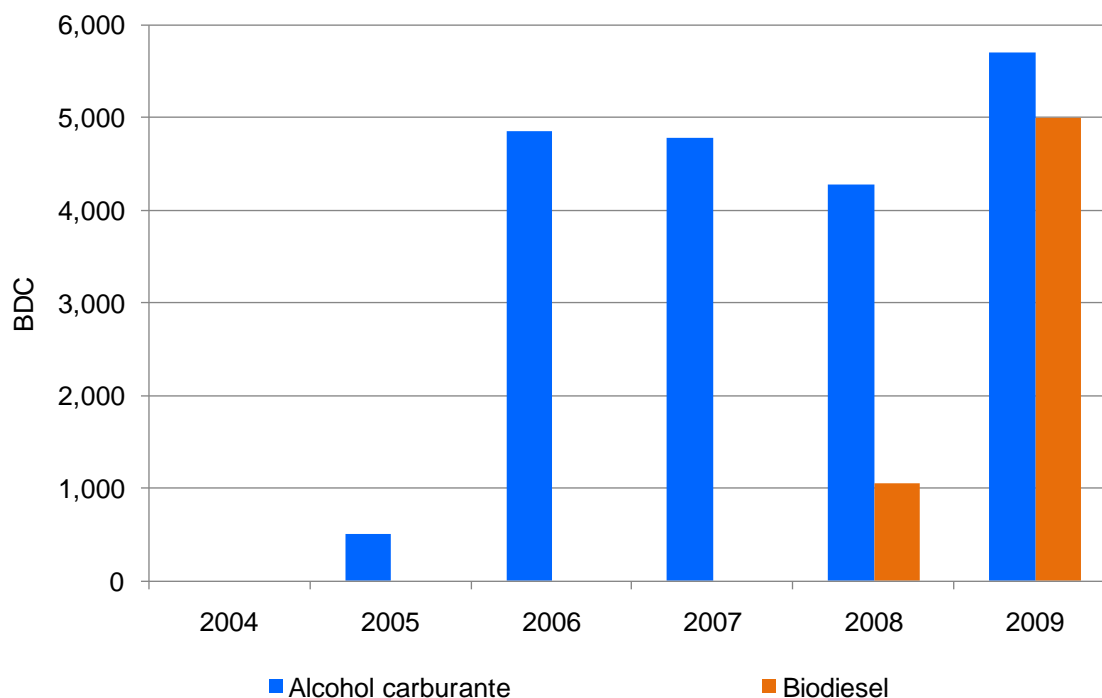
Gráfica 2-13. Usos del GLP en Colombia

Fuente: Ecopetrol y UPME. Cálculos: UPME.

2.1.6 Consumo de biocombustibles

Desde el año 2005 en el país se vienen adicionando biocombustibles a los combustibles usados principalmente para transporte carretero; la Gráfica 2-14 muestra la evolución de este consumo. En el año 2009 se consumieron 5,693 BDC de alcohol carburante y 4,987 de biodiesel a la gasolina motor y el diesel, lográndose un porcentaje de mezcla del 7.6% y 4.9%, respectivamente, de las ventas de estos energéticos⁴.

⁴ Estos porcentajes se refieren a las ventas legales de gasolina y diesel de Colombia.

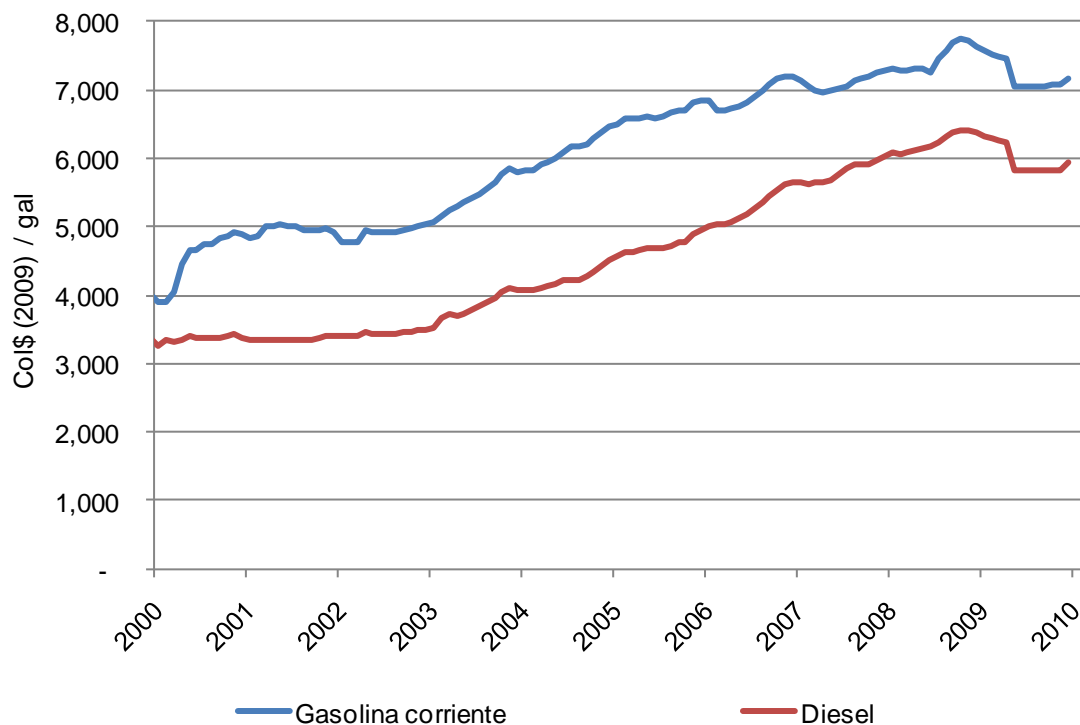


Gráfica 2-14. Consumo de biocombustibles en Colombia

Fuente: Ecopetrol y UPME. Cálculos: UPME.

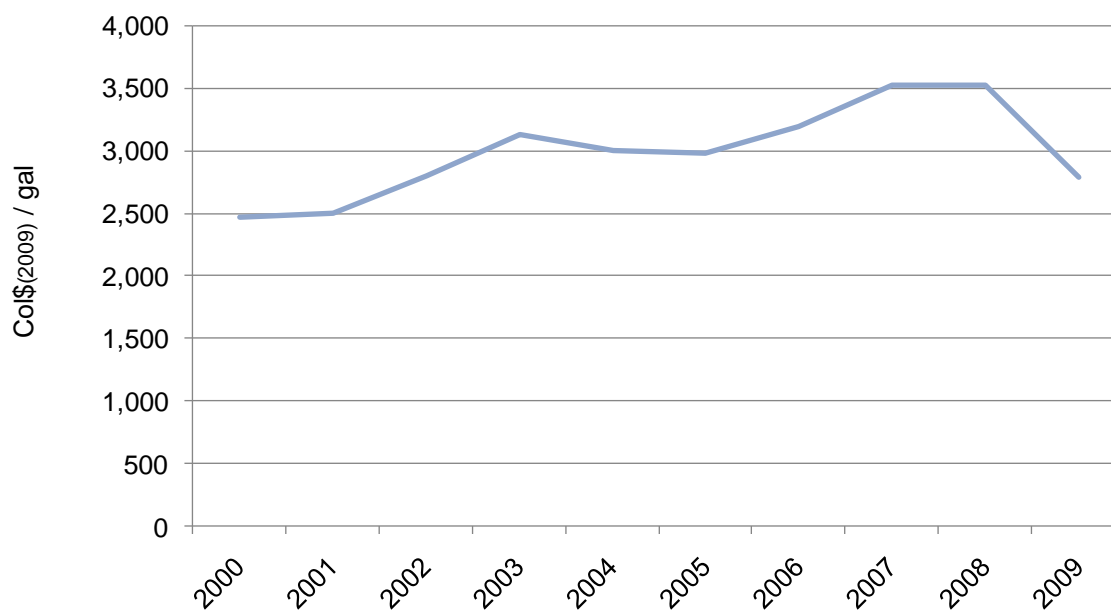
2.1.7 Precio de los combustibles

Durante la última década los combustibles para transporte como la gasolina y el diesel han incrementado su precio a una tasa promedio anual de 5.3% y 6.6%, respectivamente, duplicándose casi en términos reales (ver Gráfica 2-15). Lo anterior es consecuencia de la política del gobierno de equiparar los precios internos de los combustibles con el precio internacional (ver Gráfica 2-2). Así mismo, la diferencia de precios entre ambos energéticos se ha progresivamente reducido: hacia el año 2000, en la ciudad de Bogotá, el valor de un galón de diesel correspondía al 73.9% de un galón de gasolina; en el año 2009 esta relación aumentó a 82.9%. Respecto al GLP, en términos reales ha alcanzado un incremento promedio anual entre los años 2000-2009 de 1.4% (ver Gráfica 2-16).



Gráfica 2-15. Precio de los combustibles en la ciudad de Bogotá.

Fuente: Ecopetrol y UPME. Cálculos: UPME.



Gráfica 2-16. Precio promedio del GLP a nivel nacional.

Fuente: SUI. Cálculos: UPME.

2.2 Proyección de demanda y precios de los combustibles derivados del petróleo

2.2.1 Proyección de demanda

Periódicamente la Unidad publica las proyecciones de demanda de combustibles usados en el sector transporte como diesel, gasolina y GNV, así como la de los demás combustibles derivados del petróleo⁵. La proyección de cada uno de éstos presenta características metodológicas propias según la dinámica de su consumo, disponibilidad de información y la prospectiva de desarrollo de su mercado. En los documentos citados en la Nota al pie 5 se puede consultar de manera más detallada los procedimientos aplicados para realizar tales proyecciones. A continuación se reseña brevemente la metodología usada en cada caso:

Para la proyección de demanda de diesel, gasolina, GNV y electricidad usada en el sector transporte se utiliza un modelo en el que se simula en el largo plazo el consumo de energía usada para movilizar carga y pasajeros en áreas urbanas e interurbanas. En éste se optimiza⁶ con arreglo a mínimo costo entre modos alternativos de transporte y combustible de acuerdo a los costos operativos y de inversión; se consideran igualmente restricciones operativas o económicas, preferencias y sensibilidad de los agentes a las variables.

Con relación a la proyección de demanda de los demás derivados como turbocombustible, avigas, kerosene, fuel oil y diesel para generación eléctrica y diesel marino se aplican dos metodologías complementarias: por una parte se utilizan modelos econométricos y de series de tiempo que relacionan su consumo con variable macroeconómicas. Por otra

⁵ Las proyección de demanda de derivados del petróleo se encuentra disponible en el sitio web de la UPME: <http://www.sipg.gov.co/Inicio/SectorHidrocarburos/Proyecciones/tabid/125/language/es-ES/Default.aspx>. Así mismo el *Plan Energético Nacional 2006-2025* incluyó las proyecciones de demanda de los diferentes energéticos. Este último se encuentra disponible en la dirección http://www1.upme.gov.co/index.php?option=com_phocadownload&view=sections&Itemid=169.

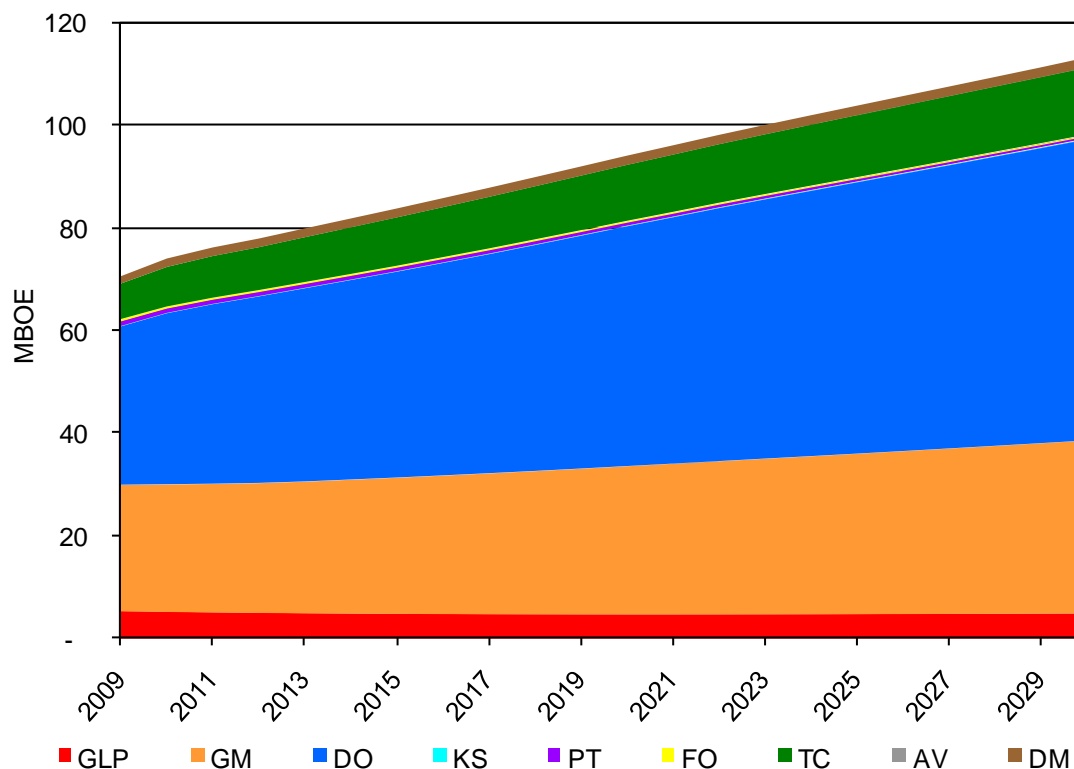
⁶ En se utiliza el programa de computación *ENPEP-BALANCE* producido por la empresa Argonne National Laboratories. Información al respecto se encuentra disponible en la siguiente página Web: <http://www.dis.anl.gov/projects/Enpepwin.html>.

parte se utiliza un modelo en el que se simula en el largo plazo el consumo de energía para el sector industrial. En éste se optimiza⁷ con arreglo a mínimo costo entre combustibles alternativos (gas natural, carbón, glp, diesel, gasolina, petróleo, fuel oil) considerando costos operativos y de inversión, restricciones operativas o económicas, preferencias y sensibilidad de los agentes a las variables.

Para la proyección de demanda de GLP residencial y comercial se emplea un modelo en el que se simula en el largo plazo el consumo de energía para cocción en usuarios urbanos y rurales del sector residencial. En éste se optimiza con arreglo a mínimo costo entre combustibles alternativos (gas natural, electricidad, GLP, leña y otros). La optimización se realiza usando igualmente el programa ENPEP-Balace y se consideran las variables y restricciones antes mencionadas.

A partir de los resultados logrados con los anteriores modelos de proyección se aplican desarrollos econométricos que fortalecen la coherencia de los resultados para conseguir finalmente la proyección de demanda de estos energéticos a nivel sectorial, regional y nacional. A continuación, la Gráfica 2-17 presenta la proyección de demanda de combustibles derivados del petróleo para las próximas dos décadas. En ésta se muestra que los combustibles para transporte, en particular el diesel, diesel marino, la gasolina y el turbocombustible aumentan su demanda, mientras los demás que tienen usos residencial o industrial como el GLP reducen su demanda en la medida que son sustituidos por otros energéticos. Específicamente se tiene que el consumo de diesel, gasolina y turbocombustible se incrementaría a una tasa media anual de 3.0%, 4.2% y 1.2%, respectivamente entre los años 2009-2020. En el mismo periodo de tiempo el consumo de GLP se reduciría a una tasa media anual de 1.1%.

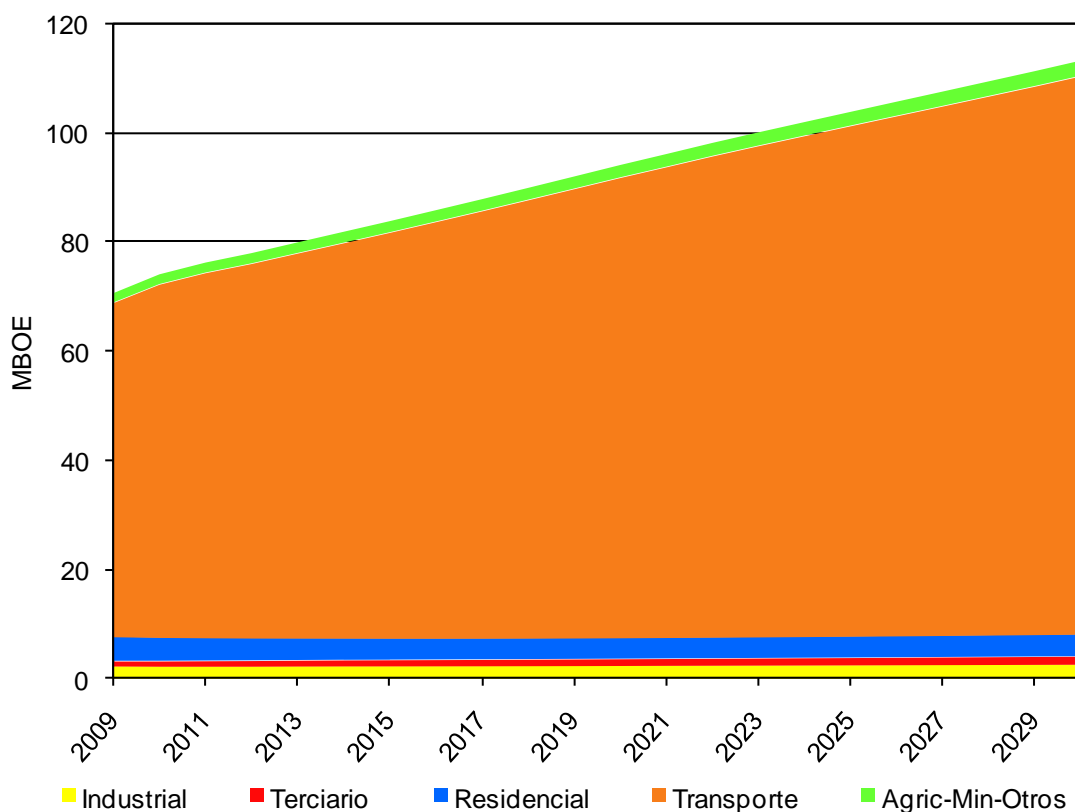
⁷ También se utiliza el programa de computación *ENPEP-BALANCE* producido por la empresa Argonne National Laboratories.



Gráfica 2-17. Proyección de demanda de derivados de petróleo en Colombia

Nota: incluye biocombustibles y estimación de ventas ilegales.

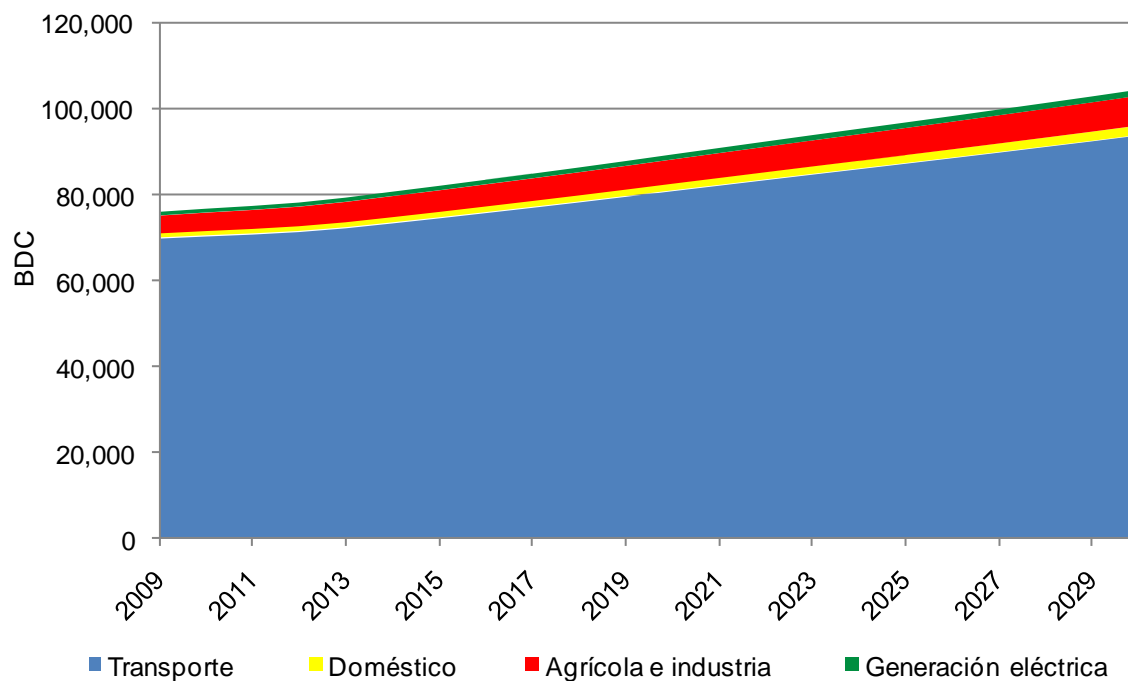
En concordancia con lo anterior, el consumo de combustibles para el sector transporte tiene un crecimiento promedio anual de 2.4% entre los años 2009-2020, mientras aquel para generación eléctrica (principalmente diesel) lo hace a una tasa de 2.7%. Esto último está relacionado con las altas expectativas de producción de petróleo para los próximos años, según se trató anteriormente en este documento. Ver Gráfica 2-18.



Gráfica 2-18. Proyección sectorial de demanda de derivados de petróleo en Colombia

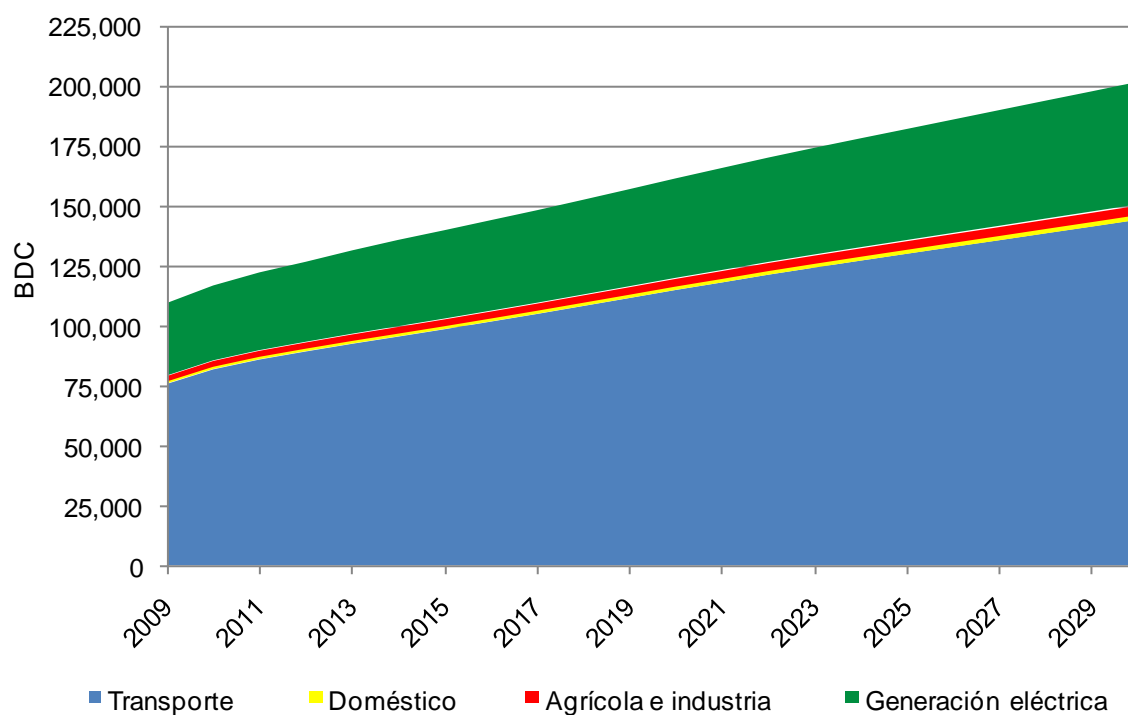
Nota: incluye biocombustibles y estimación de ventas ilegales.

En particular, se puede observar a continuación en las Gráfica 2-19 a Gráfica 2-21 la estimación sectorial de la demanda de gasolina motor, diesel y GLP. Al igual que en el pasado reciente, se prevé para el caso de los dos primeros que el transporte seguirá siendo el principal destino junto con la generación eléctrica que suple consumos propios. Para el caso del GLP su uso su utilización continuará siendo casi en su totalidad doméstica.



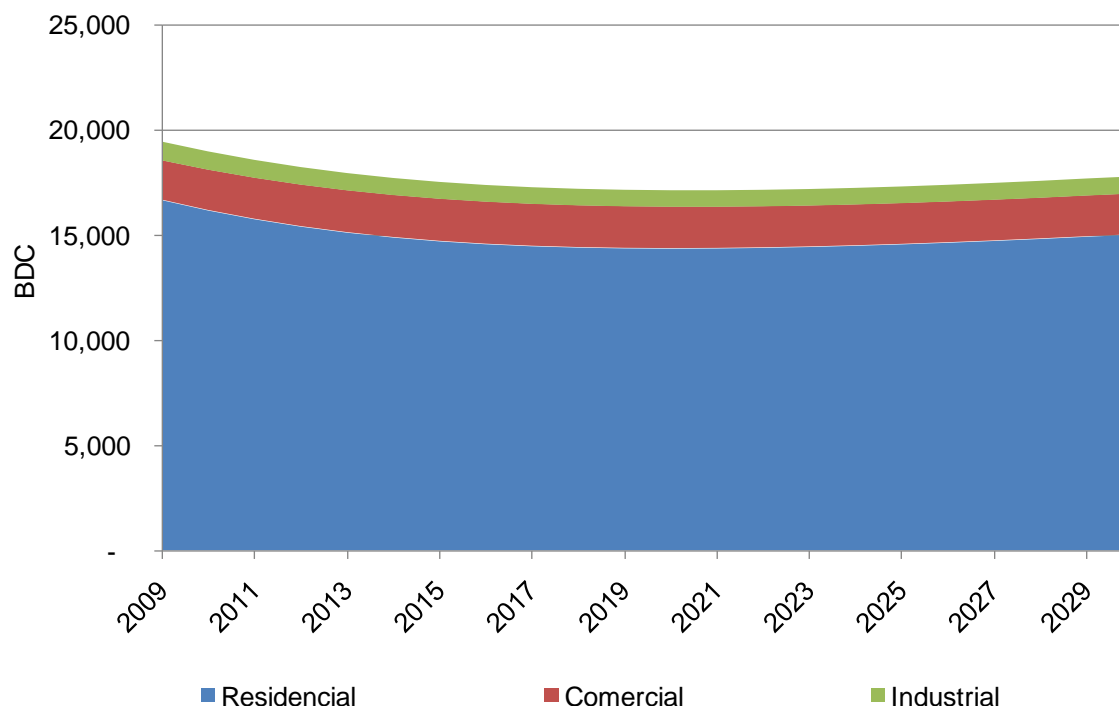
Gráfica 2-19. Proyección sectorial de demanda de gasolina motor

Nota: incluye biocombustibles y estimación de ventas ilegales.



Gráfica 2-20. Proyección sectorial de demanda de diesel

Nota: incluye biocombustibles y estimación de ventas ilegales.

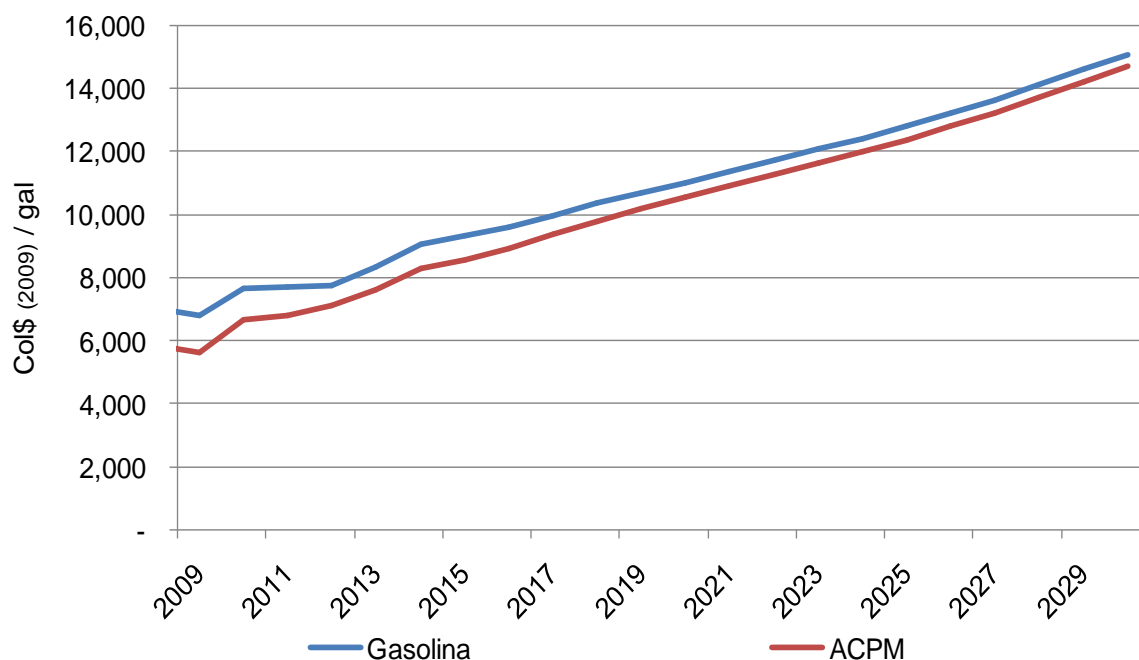


Gráfica 2-21. Proyección sectorial de demanda de GLP

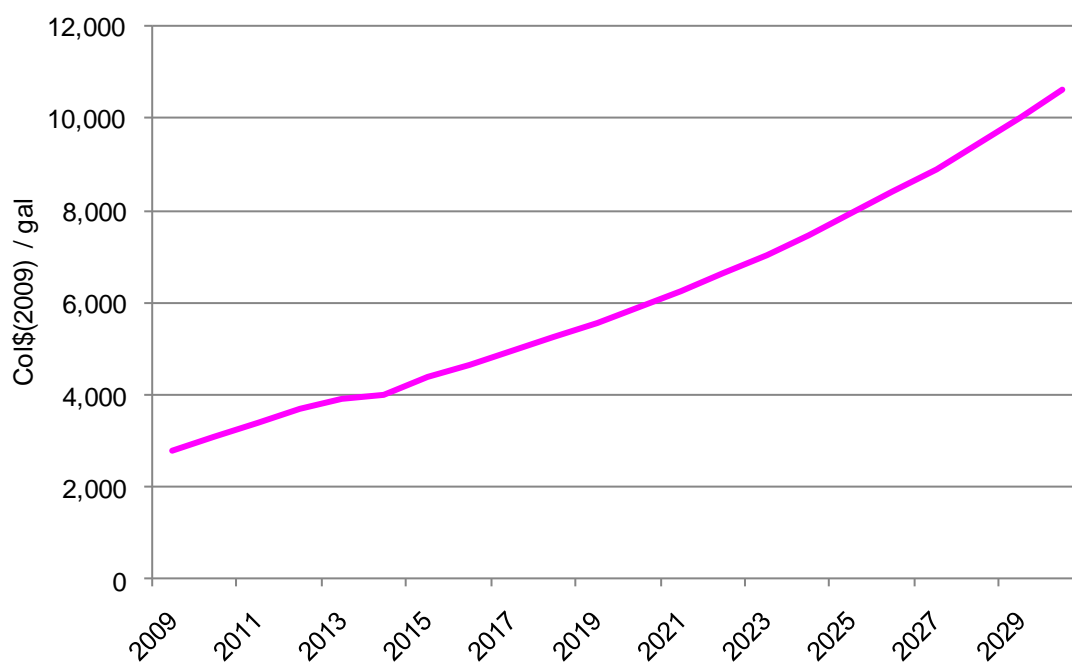
2.2.2 Proyección de precios

A continuación la Gráfica 2-22 presenta la proyección de precios de los combustibles más usados en el país para transporte y para GLP. Para la gasolina y el diesel se espera un incremento en relación con el incremento de los precios internacionales del petróleo WTI (ver Gráfica 2-2); entre los años 2009-2020 se estima una tasa de crecimiento promedio anual de la gasolina y el diesel de 4.5% y 5.9% respectivamente. Para el GLP, el precio al usuario final está dado por el ingreso al productor, que está definido por la regulación vigente, y el precio del transporte que varía de acuerdo a las condiciones geográficas y depende del distribuidor local. La Gráfica 2-23 presenta la proyección de precios al usuario final que estima un usuario representativo nacional⁸.

⁸ La Unidad periódicamente publica las proyecciones de precios de los combustibles en la página internet <http://www.sipg.gov.co/Inicio/SectorHidrocarburos/Proyecciones/tabid/125/language/es-ES/Default.aspx>.



Gráfica 2-22. Proyección de precios la gasolina y el diesel en Colombia



Gráfica 2-23. Proyección de precios del GLP en Colombia

Fuente: SUI y UPME. Cálculos: UPME.

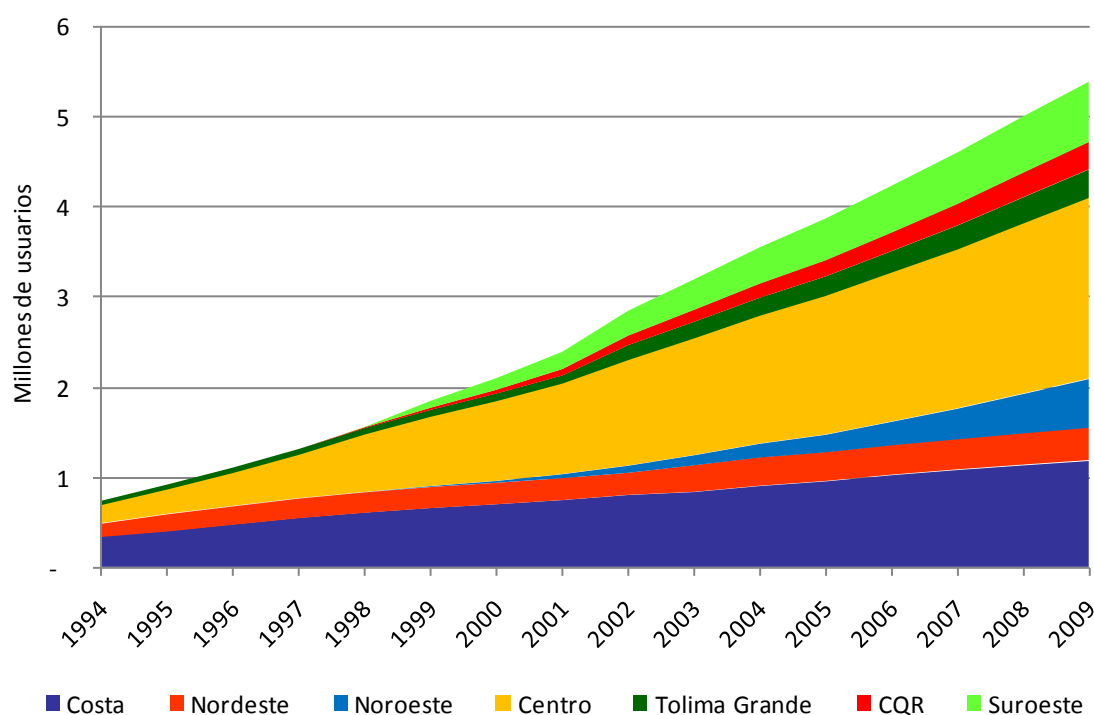


3 Gas Natural

3.1 Perspectiva histórica

3.1.1 Evolución de la cobertura del servicio de gas natural

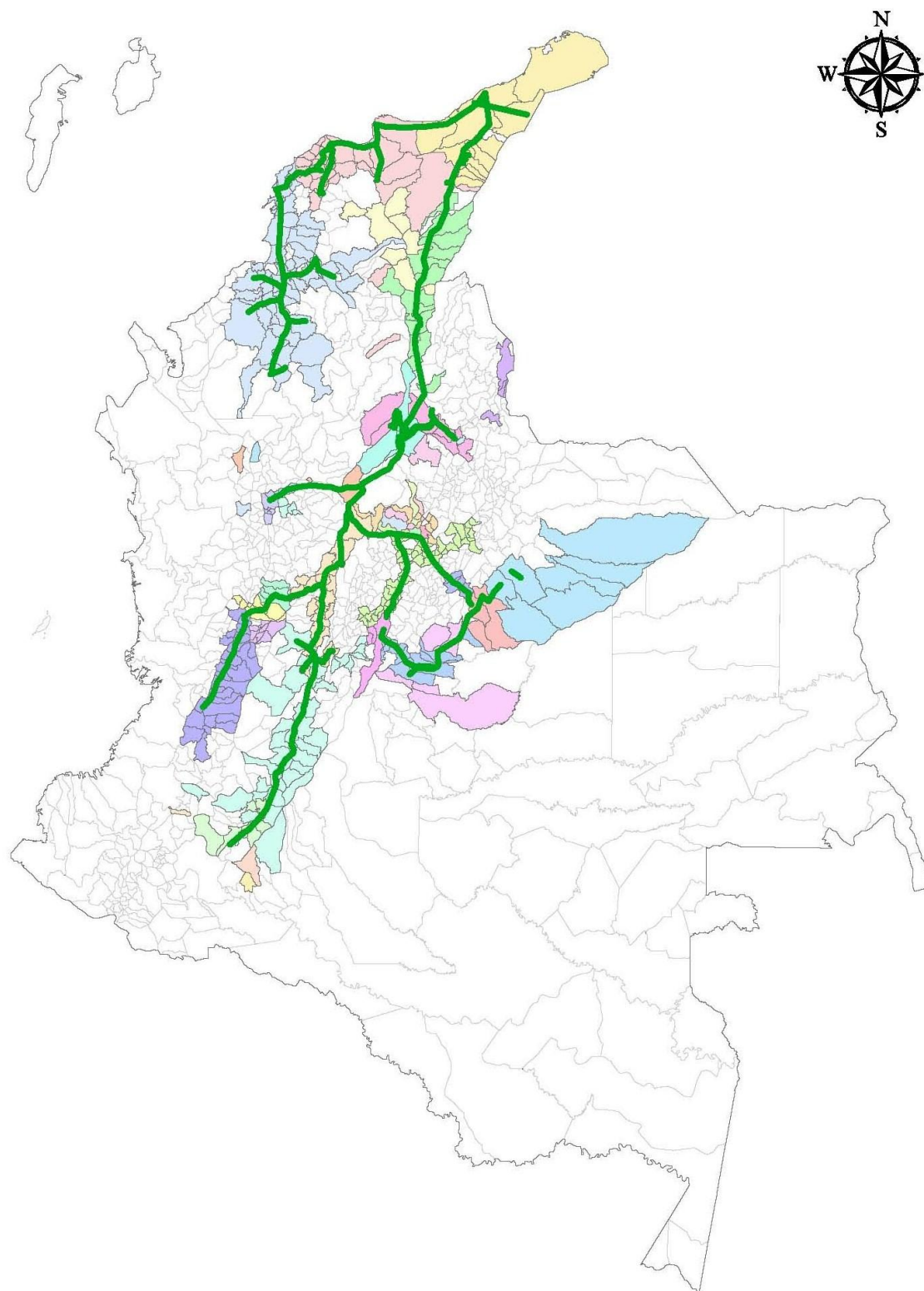
El servicio gas natural inició su desarrollo desde los años 70, pero fue desde los años 90 cuando el plan de masificación de gas permitió que en más municipios se pudiera disponer de este energético. En la Gráfica 3-1 se puede observar como ha sido la evolución del número de usuarios conectados que en diciembre de 2009 habría alcanzado 5.385.871, de los cuales se estima que el 98.28% corresponde a usuarios residenciales, comerciales 1.66% y el restante 0.06% corresponde a pequeños usuarios industriales.



Gráfica 3-1 Evolución del número de usuarios del servicio de gas natural

Fuente: SUI, ECP, MME. Cálculos: UPME

El servicio de gas natural en Colombia se ha expandido hacia poblaciones alrededor de la tubería troncal de transporte de este combustible, tal como puede apreciarse en la Gráfica 3-2. De otra parte, esta expansión se ha caracterizado por el progresivo aumento de los usuarios residenciales, comerciales, industriales y vehiculares. El consumo de este energético en las refinerías y el sector petroquímico no ha presentado cambios significativos en los últimos diez años.

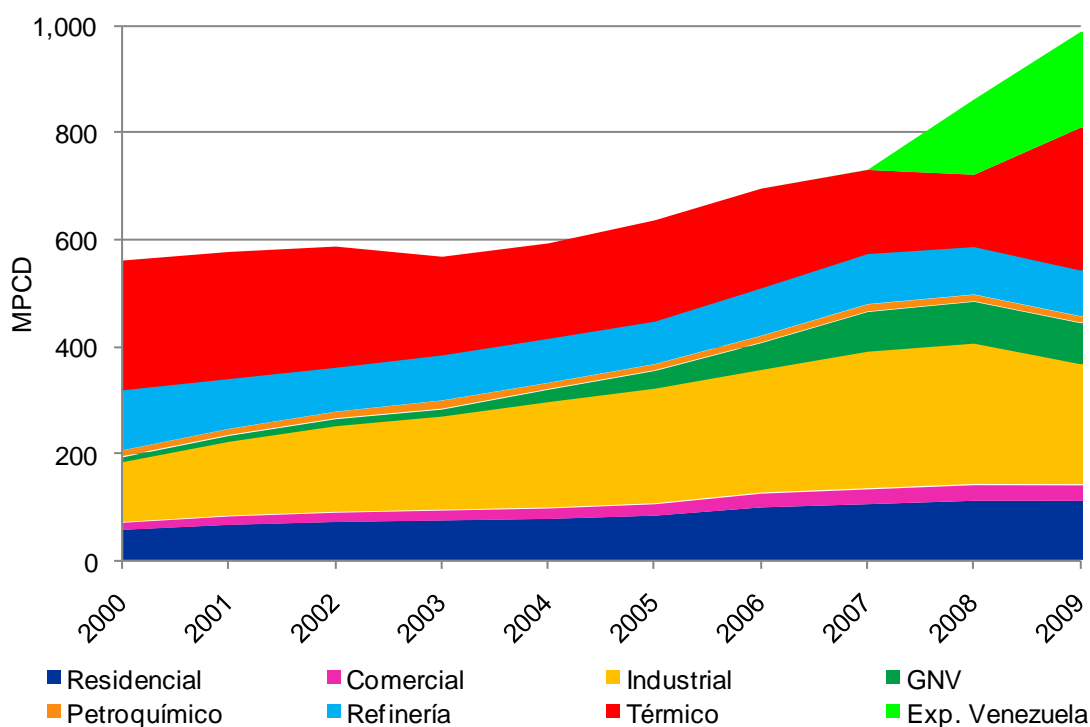


Gráfica 3-2. Cobertura geográfica del servicio de gas natural. Año 2009
Fuente: MME. Cálculos: UPME

3.1.2 Consumo sectorial

En el año 2009, el consumo nacional de gas natural alcanzó un valor promedio de 810 MPCD mientras las exportaciones del mismo hacia Venezuela llegaron a 179 MPCD. Del consumo nacional, el sector industrial participó con el 27.9%, el sector residencial 13.9%, las refinerías consumieron un 10.9%. El consumo de los sectores vehicular, comercial y petroquímico fue respectivamente de 9.4%, 3.6% y 1.4%. El Fenómeno de El Niño exigió una mayor generación térmica de energía eléctrica, incrementándose el consumo de gas natural que alcanzó un valor medio de 266.5 MPCD (32.9% del consumo nacional), valor muy superior al consumo histórico (ver Gráfica 3-3).

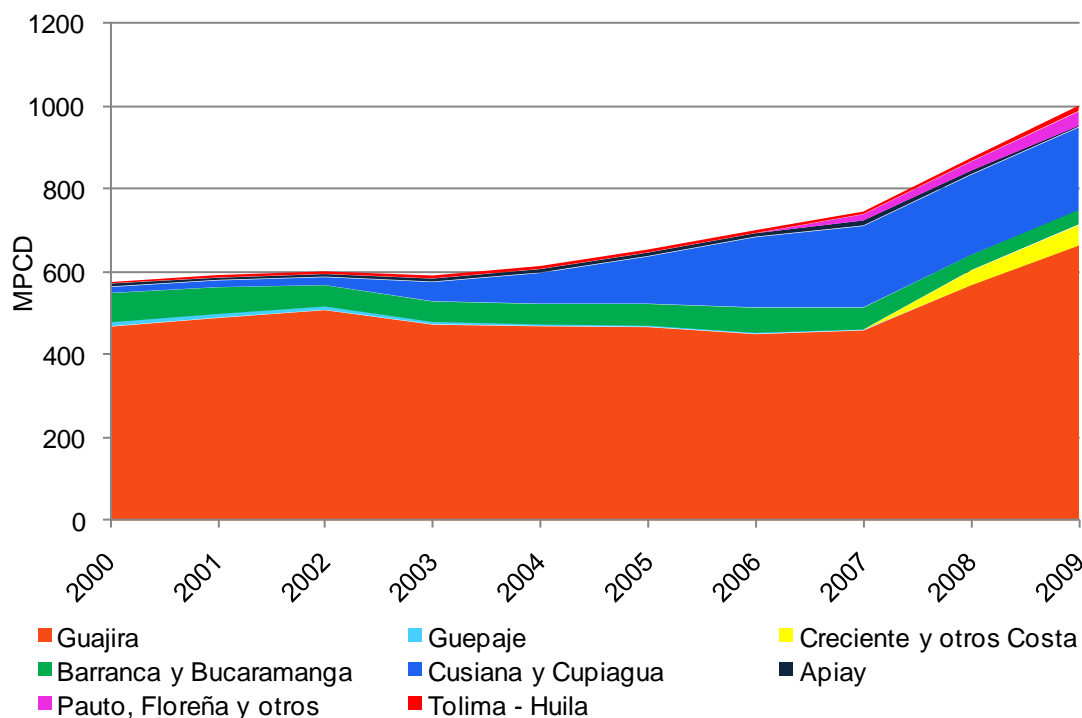
En el año 2008 el país inició la exportación a Venezuela de gas natural. En los años 2008 y 2009 el vecino país consumió respectivamente 55.3 GPC y 65.2 GPC de gas procedente de los campos de la Guajira, para un promedio de 140.5 MPCD y 178.6 MPCD, respectivamente. De acuerdo al contrato suscrito se espera que las exportaciones se mantengan hasta diciembre del año 2011.



Gráfica 3-3. Consumo sectorial histórico de gas natural en Colombia.

3.1.3 Producción nacional de gas natural

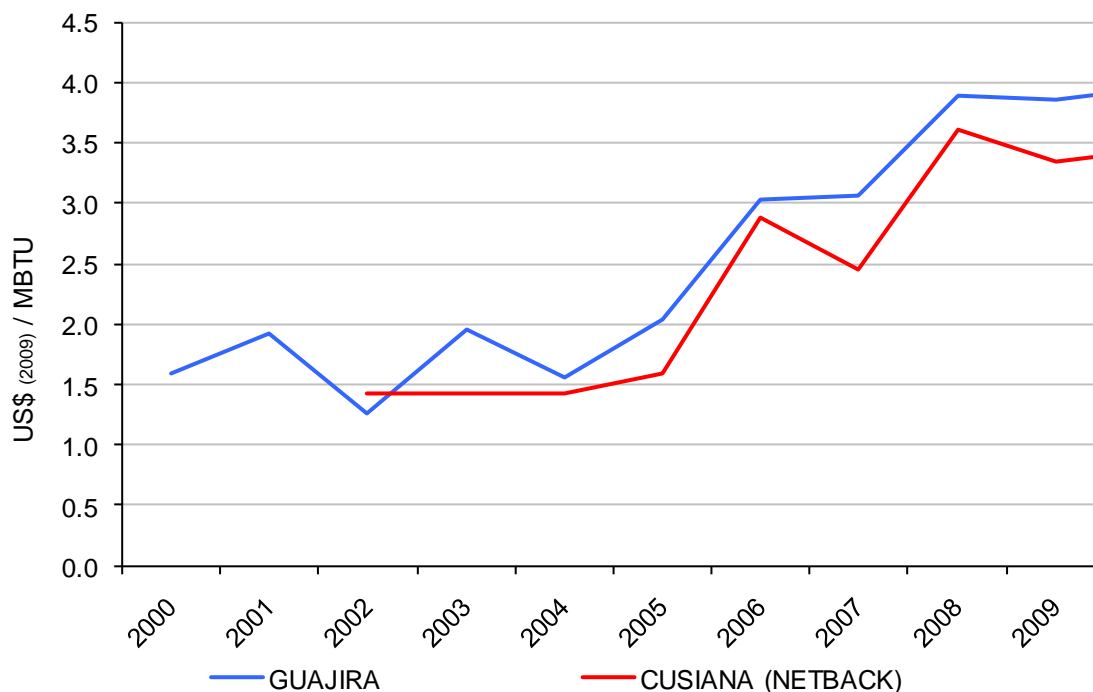
La oferta de gas natural del país se encuentra mayoritariamente concentrada en los campos de La Guajira y Cusiana que en el año 2009 produjeron el 86.4% del total nacional. El restante fue producido en campos del Valle del Magdalena y otros de la Costa Atlántica (ver Gráfica 3-4).



Gráfica 3-4. Producción histórica de gas natural en Colombia según regiones.

3.1.4 Precios del gas natural

A continuación la Gráfica 3-5 muestra la evolución de los precios boca de pozo del gas natural de los campos de La Guajira y Cusiana. En ésta puede apreciarse como en términos reales se ha duplicado el precio de este energético en la última década.



Gráfica 3-5. Precios históricos boca de pozo de los principales campos de gas natural.

3.2 Proyección de demanda y precios de gas natural

3.2.1 Proyección de demanda de gas natural

Periódicamente la Unidad publica las proyecciones nacionales de demanda de gas natural con desagregación regional y sectorial. La proyección para cada sector presenta características metodológicas propias según la dinámica de su consumo, disponibilidad de información y la prospectiva de desarrollo de su mercado ⁹. A continuación se reseña brevemente la metodología usada en cada caso:

Para la proyección de gas natural residencial y comercial se modela en el que se simula en el largo plazo el incremento de la cobertura del servicio en las diferentes regiones del país,

⁹ La más reciente proyección de demanda de gas natural con horizonte 2010-2030 se encuentra publicada en el sitio internet de la UPME:

<http://www.sipg.gov.co/Inicio/SectorHidrocarburos/Proyecciones/tabid/125/language/es-ES/Default.aspx>.

donde el área potencial de cubrimiento está determinado por la distancia a los gasoductos troncales y por la población en cabeceras municipales de las poblaciones. Se tienen en cuenta las velocidades de penetración de las redes en cada región, así como los consumo propios de cada región y estrato socio-económico, entre otras variables..

Con relación a la proyección de demanda del sector industrial se utiliza un modelo en el que se simula en el largo plazo el consumo de energía para el sector industrial. En éste se optimiza¹⁰ con arreglo a mínimo costo entre combustibles alternativos (gas natural, carbón, glp, diesel, gasolina, petróleo, fuel oil) considerando costos operativos y de inversión, restricciones operativas o económicas, preferencias y sensibilidad de los agentes a las variables.

Para la proyección de demanda gas natural para el sector eléctrico se aplica el modelo de simulación del despacho de la generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN- en el largo plazo, basado en la optimización por mínimo costo de la operación¹¹ con miras a satisfacer el consumo de energía y los requerimientos de potencia del sistema. En éste se consideran los proyectos de generación reconocidos en el cargo por capacidad, así como aquellos inscritos en le banco de proyectos de la UPME que cuentan con cierto grado de desarrollo.

La estimación del consumo futuro de gas natural para el sector vehicular se realiza con el modelo de proyección de demanda de energía para el sector transporte descrito en el numeral 3.2.1 del presente documento. La estimación para los demás sectores: refinación y petroquímico es suministrada directamente por Ecopetrol, considerando que se basa en sus planes de expansión de la capacidad de producción.

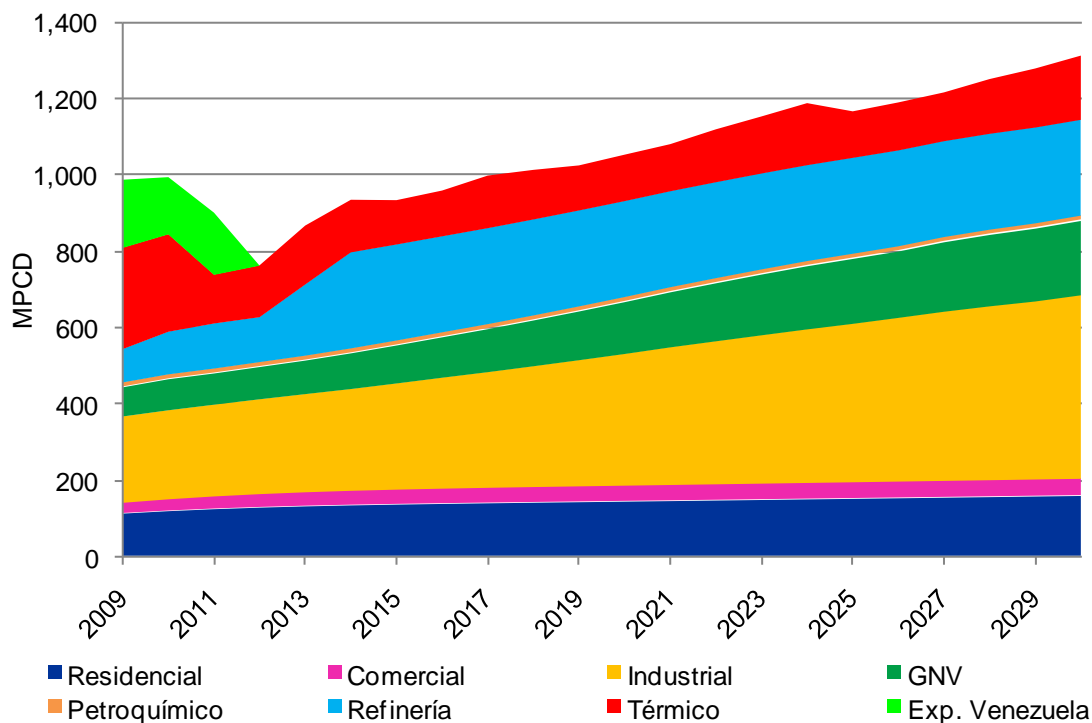
¹⁰ También se utiliza el programa de computación *ENPEP-BALANCE* producido por la empresa Argonne National Laboratories.

¹¹La más reciente publicación del *Plan de Expansión* de Referencia Generación – Transmisión 2010-2024 se encuentra disponible en la siguiente dirección:
http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2010/Plan_Expansion_2010-2024_Definitivo.pdf. En éste documento se describe en el Capítulo 4 la metodología de simulación del despacho de la generación en el SIN.

A partir de los resultados logrados con los anteriores modelos de proyección se aplican desarrollos econométricos que fortalecen la coherencia de los resultados para conseguir finalmente la proyección de demanda de estos energéticos a nivel sectorial, regional y nacional.

Lo corrido del presente año se ha caracterizado por el inicio de la recuperación económica del país, la finalización del Fenómeno de El Niño en el primer trimestre y el desarrollo del Fenómeno de La Niña en el segundo semestre. En estas condiciones se prevé un aumento del consumo de gas natural y otros energéticos en el sector productivo, y que se mantengan durante el primer semestre altos consumos de gas natural en el sector eléctrico para irse progresivamente reduciendo en la medida que se recupera el nivel de los embalses. Considerando lo anterior, se espera para el año 2010 en el escenario medio un crecimiento de 4.3% de la demanda de gas natural.

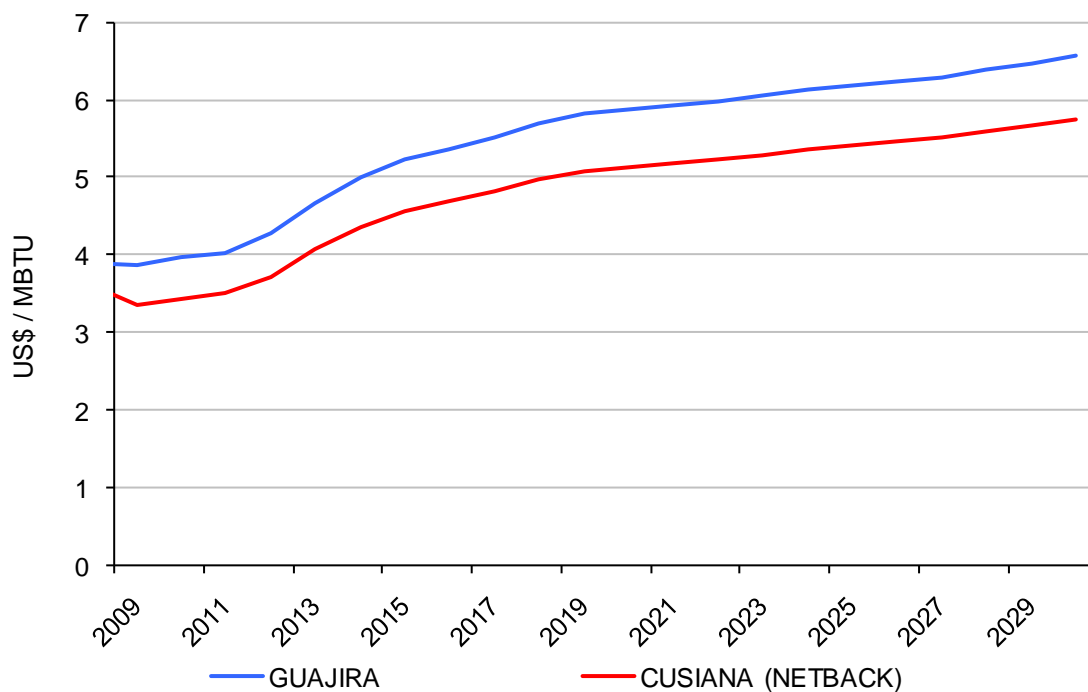
Para el año 2011 se espera que el consumo de gas natural para generación eléctrica se reduzca de manera drástica, mientras en los demás sectores se espera un incremento. En el agregado total se espera una contracción del 12.5%. Entre los años 2011-2020 se prevé en el escenario medio una tasa de crecimiento media de 4.0%, alcanzándose una demanda nacional de 1053 MPCD, y entre los años 2020-2030 de 2.2%, de manera que la demanda nacional llegue a 1313 MPCD (ver Gráfica 3-6).



Gráfica 3-6. Proyección de demanda sectorial de gas natural.

3.2.2 Proyección de precios del gas natural

A continuación, la Gráfica 3-7 muestra la proyección de precios boca de pozo de los campos de La Guajira y Cusiana para los próximos veinte años. En ésta se prevé para los años 2009-2020 una tasa media de crecimiento anual de 3.9% y para la siguiente década de 1.1%



Gráfica 3-7. Proyección de precios boca de pozo de los principales campos de gas en Colombia.

4 Electricidad

4.1 Perspectiva histórica

4.1.1 Cobertura del servicio de energía eléctrica

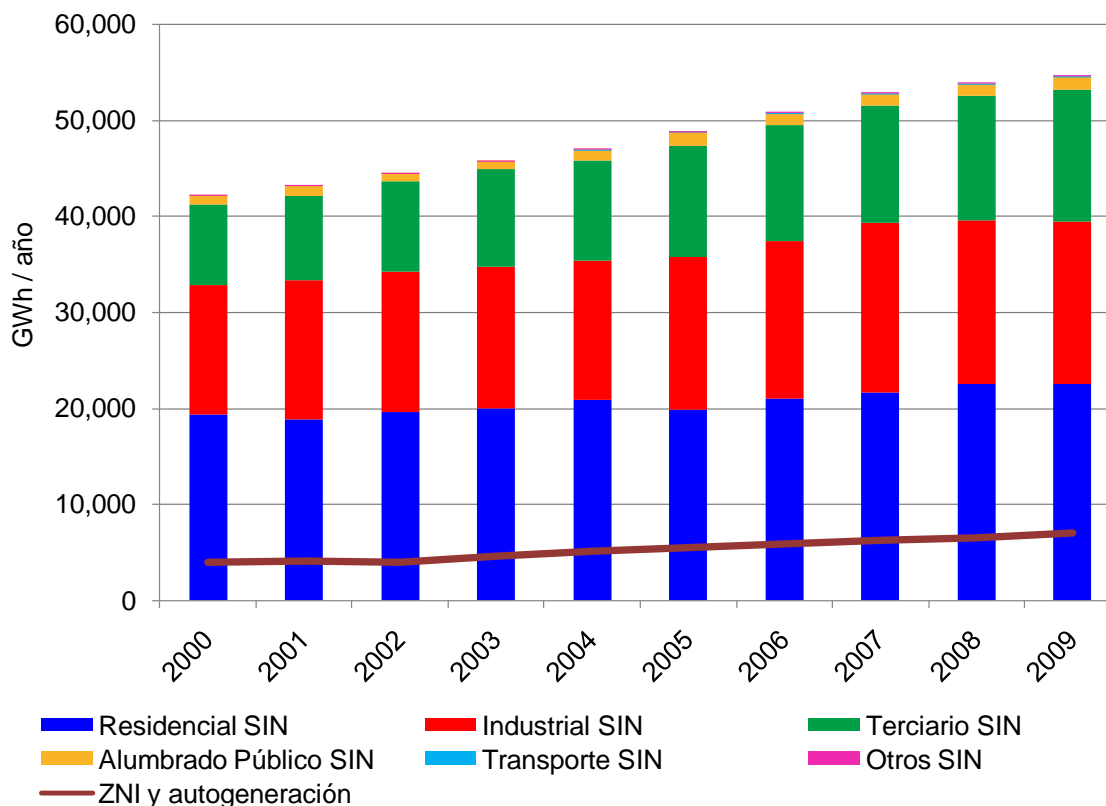
De acuerdo con el Sistema Único de Información –SUI de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el Sistema Interconectado Nacional –SIN- contaba a finales del año 2009 con 11,210,174 usuarios, de los cuales 91.3% correspondían a residenciales y el restante 8.7% a usuarios no residenciales, dentro de los que se incluyen industriales, comerciales, oficiales y otros.

4.1.2 Demanda sectorial de energía eléctrica

Con respecto al Sistema Interconectado Nacional –SIN, hacia el año 2009 el consumo del sector residencial constituía el 41.2% del total nacional, seguido del sector industrial con 30.9% y del sector terciario con el 25.0%. Los demás que se consideran en la Gráfica 4-1 suman el 2.9% restante. En total se tiene que en ese año la demanda nacional de energía eléctrica del SIN ascendió a 54,679 GWh; durante los años 2000-2009 la demanda nacional creció a una tasa media anual de 2.9%, valor que se afectó por los bajos crecimientos durante los años de crisis económica 2008-2009.

Además de lo anterior, el servicio de energía eléctrica se presta en zonas no interconectadas –ZNI-¹² y otros agentes, principalmente industriales, producen su propia energía a partir de generadores diesel principalmente. Para el año 2009 se estima que el consumo de este tipo de agentes logró una magnitud de 7,074 GWh.

¹² Con relación al consumo de energía eléctrica en las zonas no interconectadas, la UPME dispone de información en su sitio internet <http://www.upme.gov.co/zni/>.



Gráfica 4-1 Demanda sectorial de energía eléctrica del SIN.

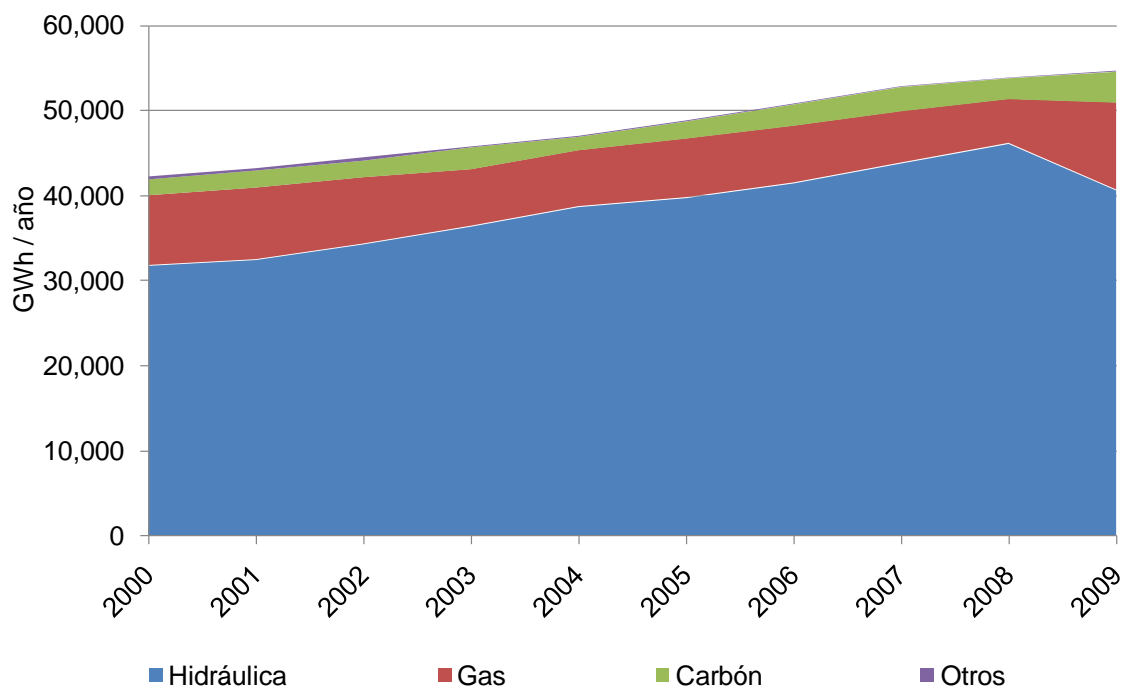
Fuente: SUI y XM – Expertos en Mercados. Cálculos: UPME.

4.1.3 Oferta de generación eléctrica del SIN

Para el mes de junio de 2010 el país contaba con una capacidad instalada de generación eléctrica de 13,531 MW, de los cuales 67.4% correspondía a generación hidráulica, 20.4% térmica con gas natural; 7.3% generación térmica con carbón, y el restante 5.0% lo constituían plantas de cogeneración, fuel oil y eólicas. Con esta distribución del parque de generación, se tiene que en la última década aproximadamente el cuatro quintas partes de la energía generada en el SIN ha sido a partir de fuentes renovables y lo restante basado en combustibles o importaciones desde los países vecinos como Ecuador o Venezuela (ver Gráfica 4-2).

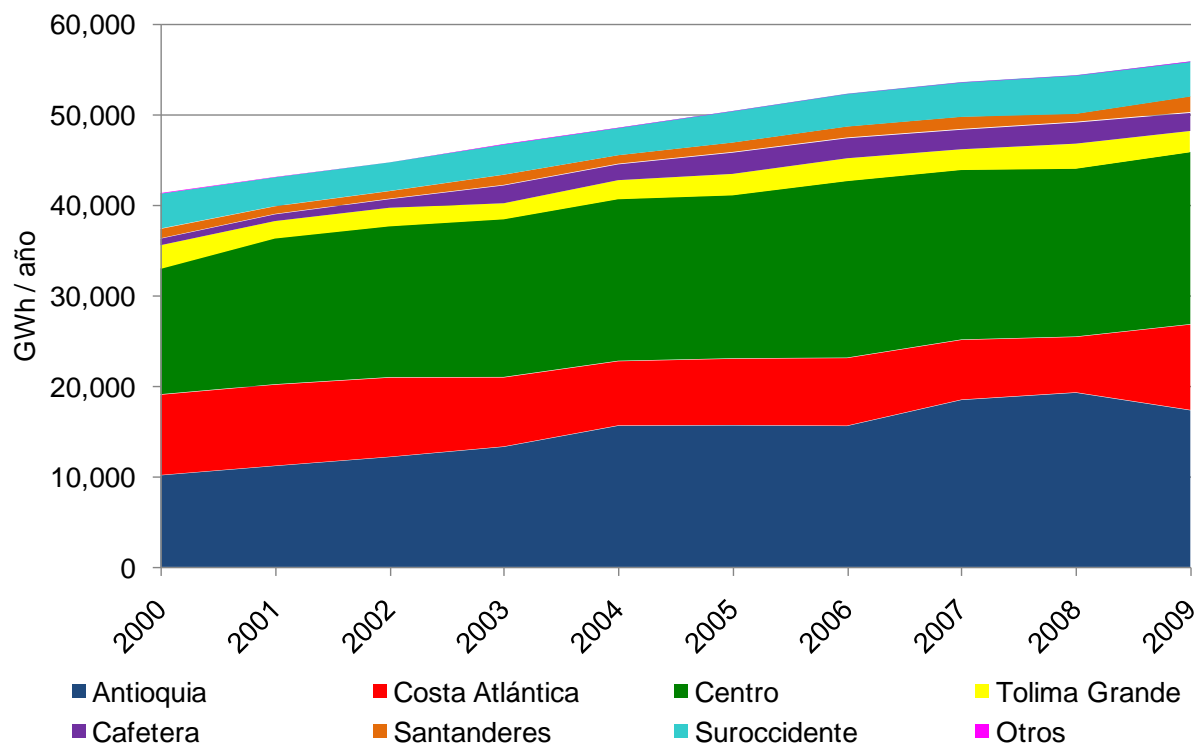
Por otra parte, la generación eléctrica del país se encuentra concentrada en tres regiones: Antioquía, con una capacidad instalada principalmente hidráulica; Centro, también mayoritariamente hidráulica y en segundo lugar generación con carbón; y en tercer lugar la Costa Atlántica donde la electricidad se produce a partir de gas natural en su mayor parte.

En las regiones restantes se ha producido aproximadamente el 17.6% de la energía eléctrica del país en la última década.



Gráfica 4-2 Oferta de energía eléctrica del SIN según fuentes.

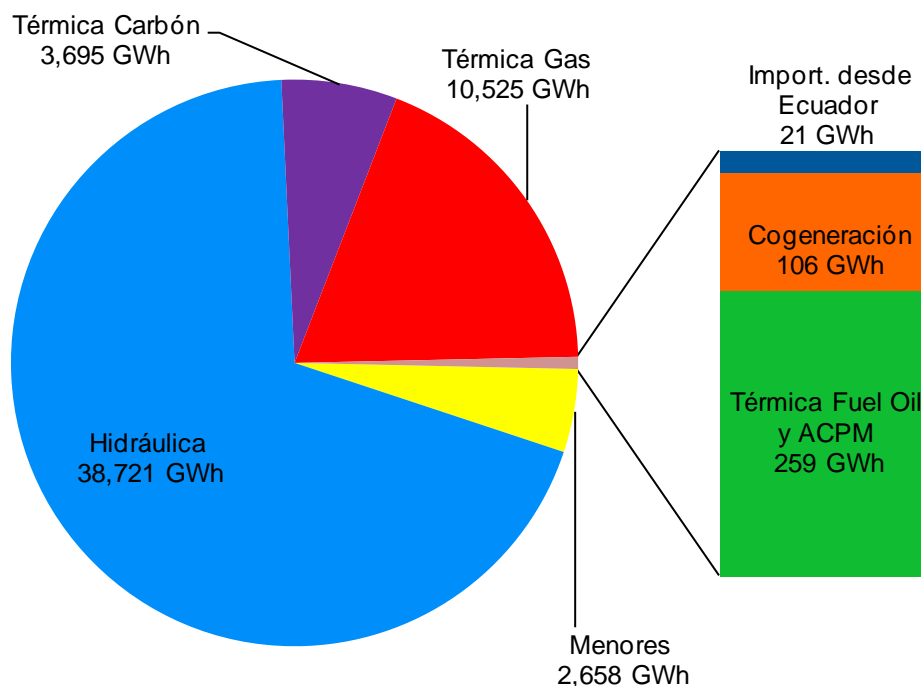
Fuente: XM – Expertos en Mercados. Cálculos: UPME.



Gráfica 4-3 Generación de energía eléctrica del SIN según regiones.

Fuente: XM – Expertos en Mercados. Cálculos: UPME.

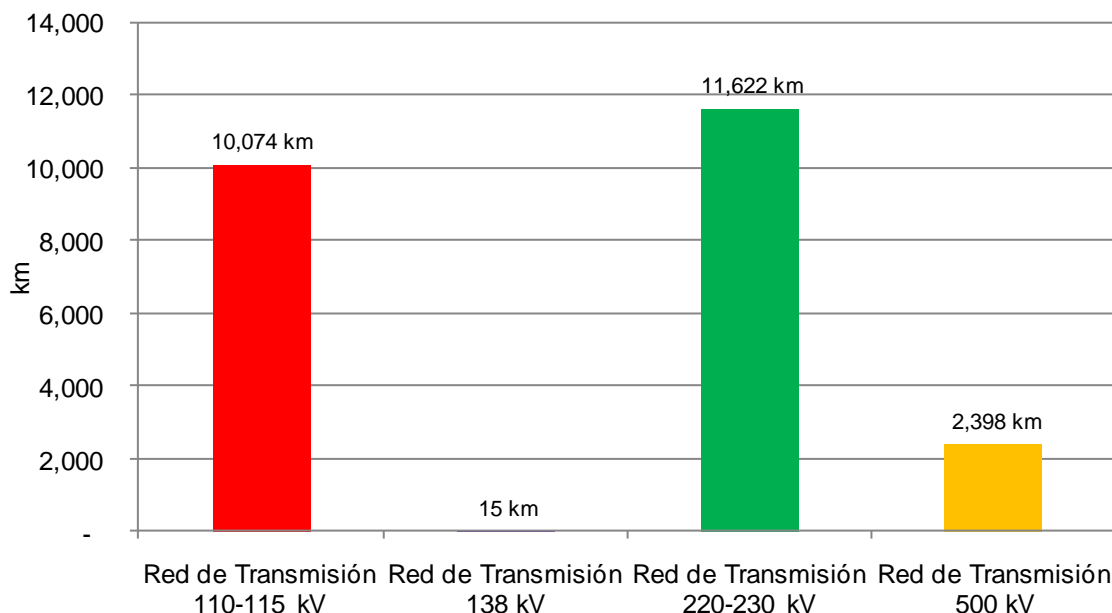
Es de anotar que en el año 2009 el Fenómeno de El Niño ocasionó una reducción de los aportes hidrológicos al sistema, de manera que se incrementara la generación a partir de combustibles como el gas natural, el carbón y el diésel (ver Gráfica 4-4).



Gráfica 4-4 Generación de energía eléctrica del SIN según fuentes en el año 2009.

Fuente: XM – Expertos en Mercados. Cálculos: UPME.

Finalmente, el Sistema de Transmisión Nacional –STN, cuenta con aproximadamente 24,109 km de líneas de transmisión, de los cuales 2,398 km corresponden a las mayores líneas de 500 kV, 11,622 km lo constiuyen líneas de 230 kV y 10,074 km son líneas de 115 kV (ver Gráfica 4-5).

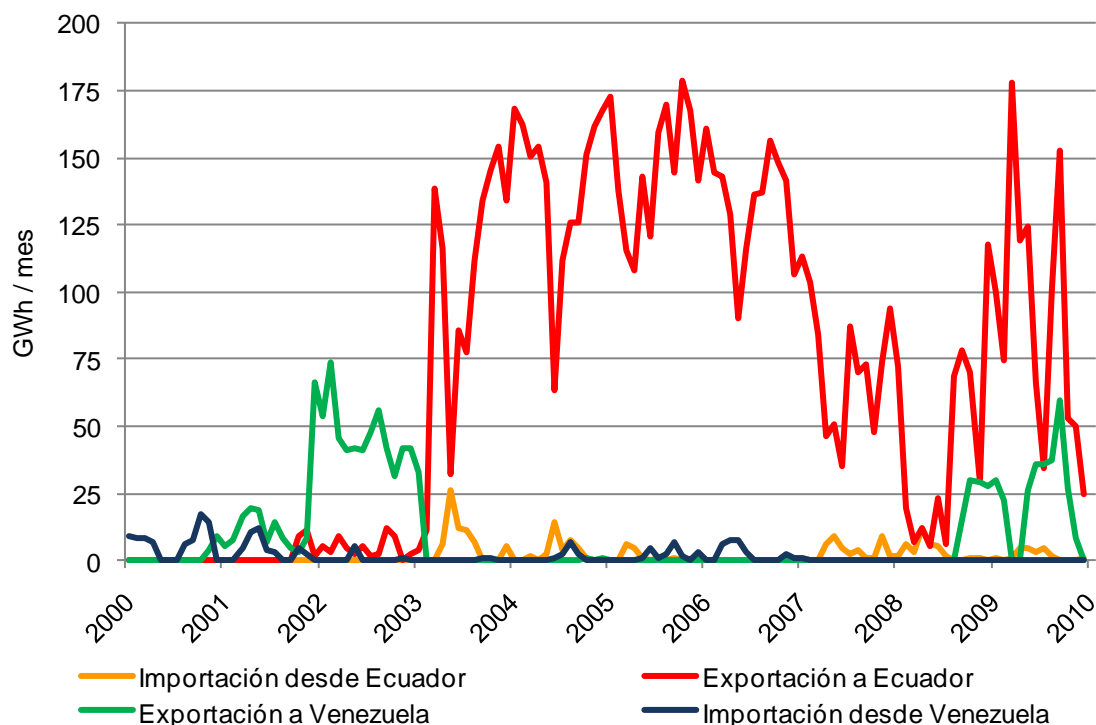


Gráfica 4-5 Longitud de líneas de transmisión del STN.

Fuente: XM – Expertos en Mercados. Cálculos: UPME. No se incluyen en las líneas 220-230 kV aquellas de Interconexión Internacional ni las de conexión al STN

4.1.4 Transacciones internacionales de energía eléctrica

Las transacciones internacionales de energía eléctrica entre Colombia y Ecuador se llevan a cabo a través de dos líneas de transmisión a 230 kV entre las subestaciones de de Jamondino (Col) y Pomaski (Ecu). Con Venezuela, el STN está interconectado a través de las línea de transmisión de 230 kV de San Mateo (Col) – Coroza (Ven) y de Custecitas (Col) – Cuatricentenario (Ven). A través de estas interconexiones se ha exportado e importado energía según indica la Gráfica 4-6, brindándole a los sistemas de potencia confiabilidad y ayudando a cubrir los déficits que en algunas ocasiones han afectado el suministro del servicio. En el futuro próximo se espera contar con la interconexión con Panamá y así con en mercado centroamericano de energía eléctrica.

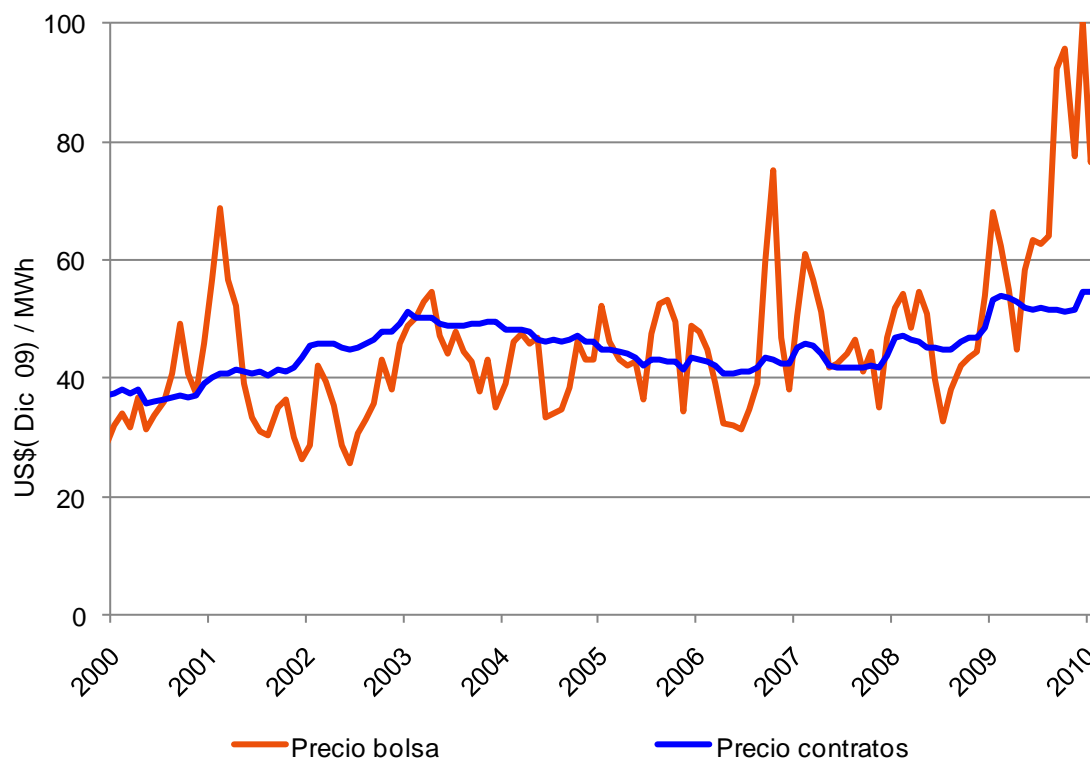


Gráfica 4-6 Transacciones internacionales de energía eléctrica.

Fuente: XM – Expertos en Mercados. Cálculos: UPME.

4.1.5 Precios de la energía eléctrica

Entre los años 2000-2009 el precio de bolsa y de contrato se ha incrementado en término reales. En el último año, afectado por los bajos aportes hidrológicos con ocasión del Fenómeno del Niño, el precio de bolsa se ha casi duplicado y el precio de los contratos ha igualmente elevado su valor (Gráfica 4-7).



Gráfica 4-7 Precio de la energía eléctrica en el mercado '*spot*' y en contratos.
Fuente: XM – Expertos en Mercados. Cálculos: UPME.

4.2 Proyección de demanda de energía eléctrica y precios

4.2.1 Proyección de demanda

La UPME publica periódicamente en su sitio internet las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia para el sistema interconectado nacional ¹³. En sus publicaciones se define la metodología utilizada para la estimación de la demanda futura de electricidad del SIN. No obstante, a continuación la describimos de manera sucinta:

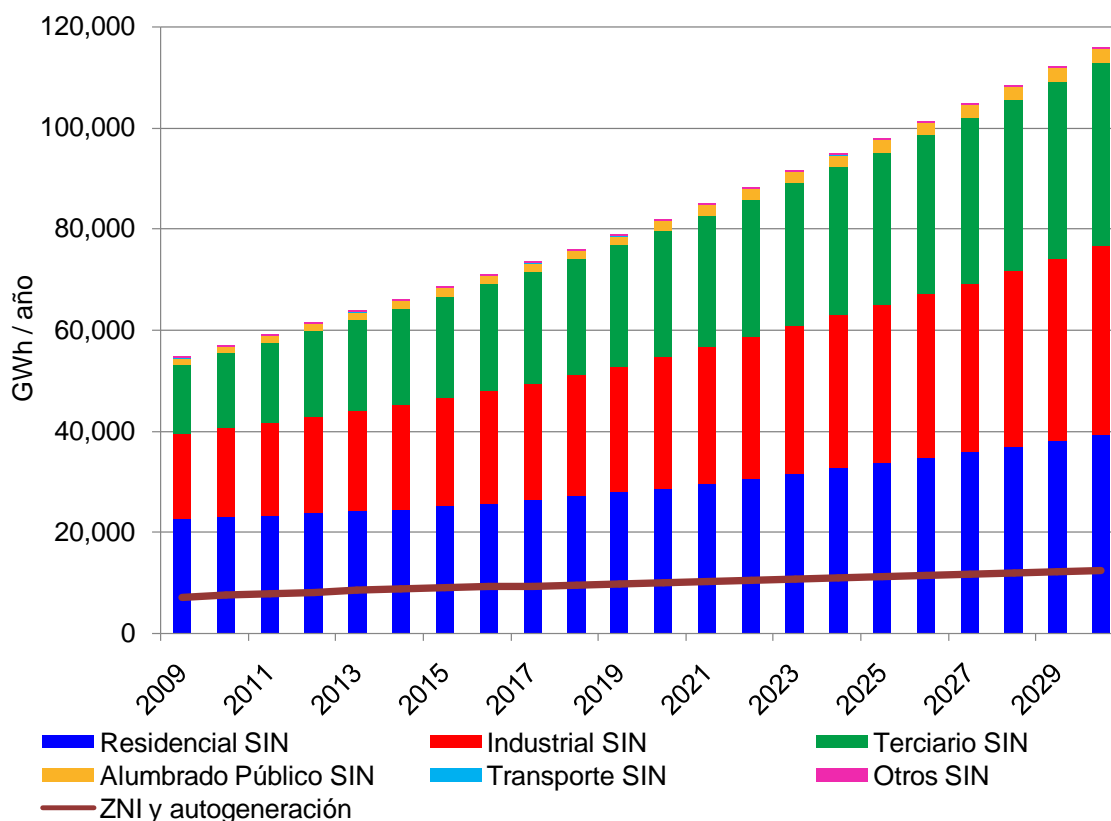
El procedimiento para realizar la proyección de demanda de energía eléctrica para el SIN integra la aplicación de metodologías de series de tiempo y econométricas. Para la

¹³ Disponibles en la siguiente dirección electrónica:
<http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx>

estimación de corto plazo se aplican las primeras que permiten tener en cuenta tendencias y coyunturas recientes del consumo y los efectos calendario. Para el largo plazo se aplican modelos econométricos que consideran la relación histórica del consumo de energía eléctrica con variables macroeconómicas y de población; a partir de la estimación del comportamiento futuro de éstas últimas realizado por las agencias del gobierno responsables del tema se establecen escenarios de evolución del consumo y la demanda eléctrica. Para el caso de la proyección de demanda por autogeneración y en zonas no interconectadas la proyección se hace a partir de la estimación del consumo futuro de combustibles para la generación eléctrica (ver numeral 2.2.1 del presente documento) y los planes indicativos de expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica –PIEC¹⁴.

A continuación, la Gráfica 4-8 presenta la proyección de demanda de energía eléctrica sectorial. En ésta se prevé una tasa de crecimiento promedio anual de la demanda total de 3.7%, entre los años 2009-2020. A nivel sectorial, se prevé que el sector residencial pierde participación (crecimiento medio de 2.2% en el mismo periodo) frente a los sectores terciario e industrial (crecimientos de 5.6% y 4.0%, respectivamente).

¹⁴ Disponible en el sitio internet de la UPME:
<http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturaDelSistemaInterconectadoNacional/Publicaciones/tabid/83/Default.aspx> .



Gráfica 4-8. Proyección de demanda sectorial de energía eléctrica

4.2.2 Proyección de precios

Superado el alza de los precios ocasionada por el Fenómeno de El Niño en los años 2009-2010, en la siguiente década se prevé una reducción progresiva del precio de bolsa de la energía eléctrica debido al aumento significativo de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica en los próximos años¹⁵.

¹⁵ Se sugiere consultar el documento *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2010-2024*, disponible en el sitio web www.upme.gov.co



Gráfica 4-9. Proyección de precios de bolsa de la energía eléctrica en Colombia

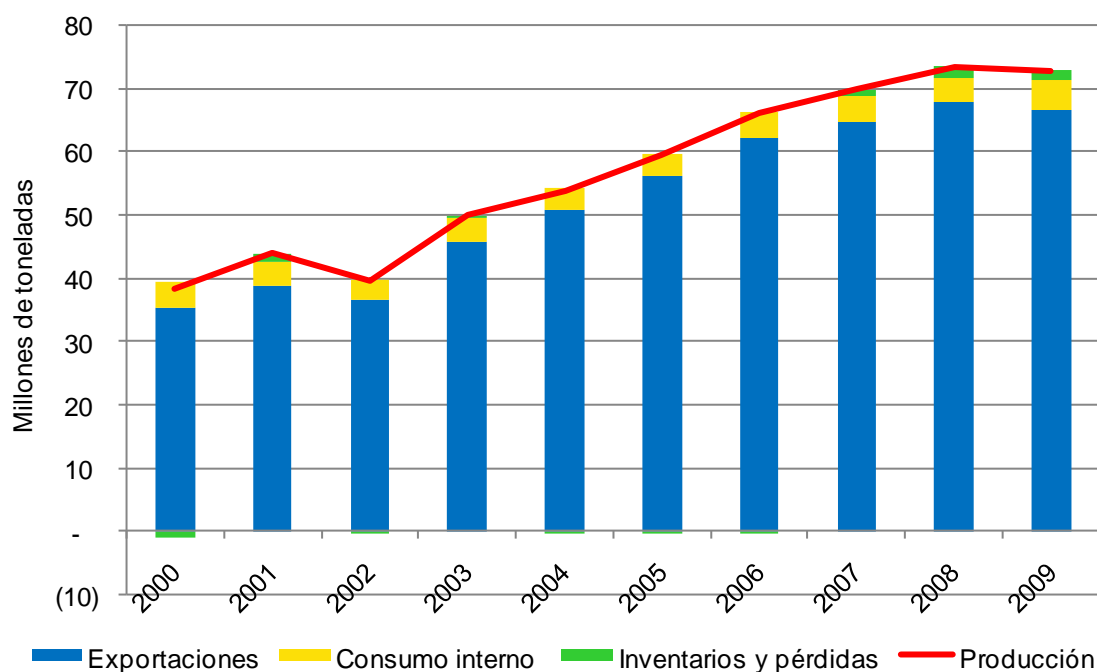
5 Carbón Mineral

5.1 Perspectiva histórica

Tal como se presentó en el balance energético de la sección 1.1 de este documento, el carbón es la mayor fuente de energía primaria del país. No obstante, la mayor cantidad de éste se exporta y dentro del consumo final tiene una de las menores participaciones.

5.1.1 Producción nacional de carbón

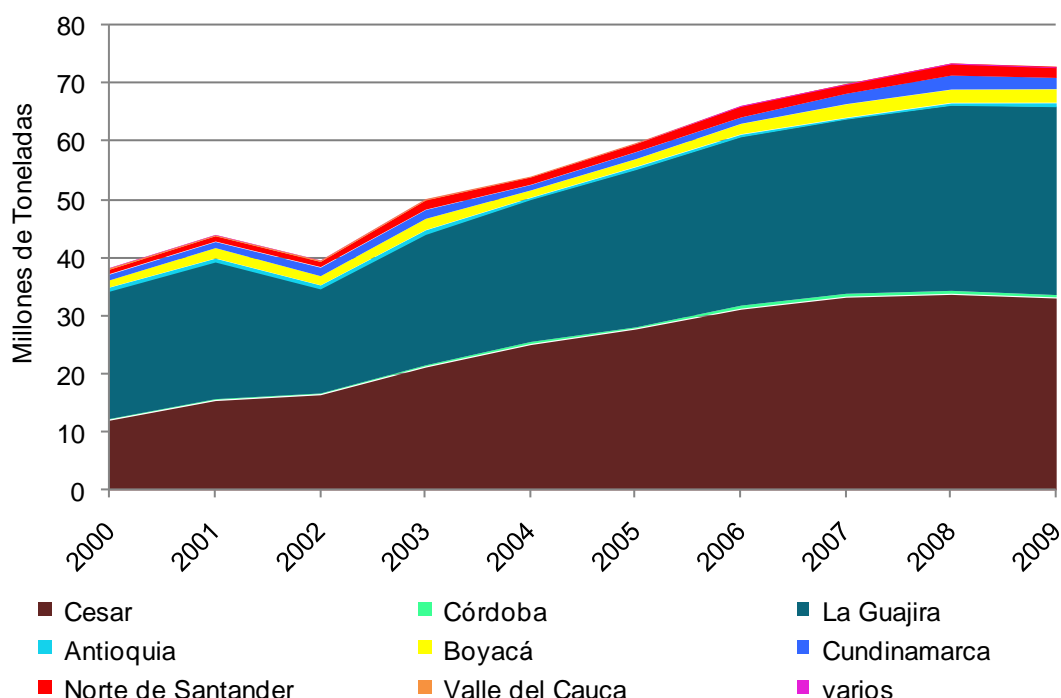
En la Gráfica 5-2 puede observarse como de la producción total del país en el año 2009 de 72.8 millones de toneladas, el consumo interno alcanzó solo 4.7 millones de toneladas; consumo que no ha crecido significativamente, frente al crecimiento de la producción total nacional.



Gráfica 5-1. Producción y destino del carbón extraído en Colombia.

La anterior gráfica de destino de la producción de carbón está relacionada con la Gráfica 5-2 en la que se distingue como la mayor extracción se realiza en la Costa Norte del país,

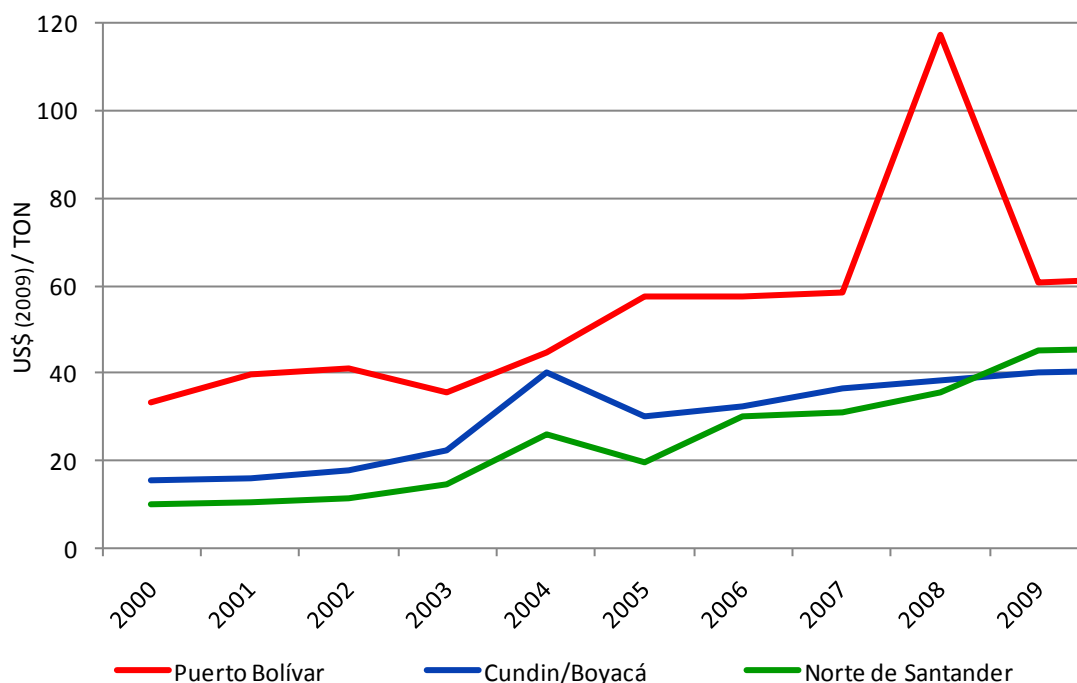
específicamente en los departamentos de La Guajira y Cesar, teniendo como principal destino la exportación; la producción de las demás regiones tiene como destino en su mayor parte el abastecimiento interno.



Gráfica 5-2. Producción del carbón en Colombia según regiones.

5.1.2 Precios del carbón en Colombia

El aumento de la producción nacional de carbón para exportación está relacionado con el incremento de los precios internacionales del mismo. La Gráfica 5-3 muestra el precio de este combustible en tres diferentes regiones del país, donde aquel en Puerto Bolívar corresponde al carbón de exportación y los de Cundinamarca / Boyacá y Norte de Santander son precios de carbones de uso normalmente interno. Si bien, es natural que la diferencia entre estos depende esencialmente de los costos de transporte, el incremento de los precios internacionales del petróleo y del carbón ha presionado al alza los precios internos del mismo.

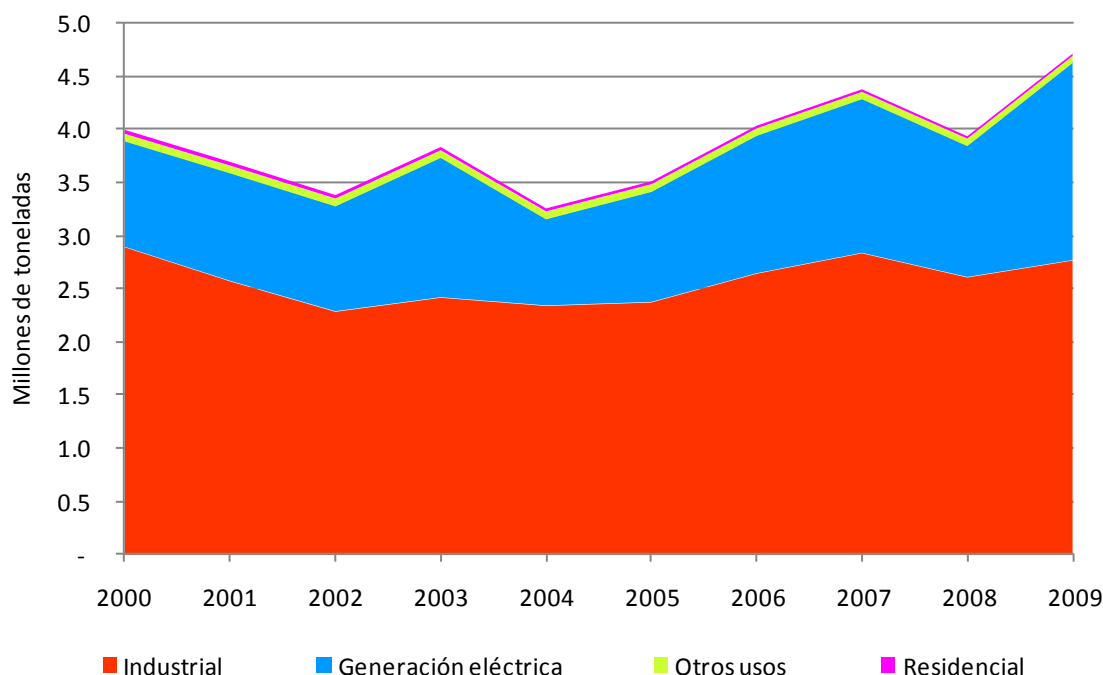


Gráfica 5-3. Precios del carbón en Colombia según regiones.

5.1.3 Usos del carbón en Colombia

Para el año 2009 el 98.1% del carbón consumido en el país tenía como principales sectores de consumo la industria y el sector eléctrico, mientras el porcentaje restante fue demandado por el sector residencial principalmente y otros no claramente definidos. Esta participación se mantuvo en general durante la última década, siendo afectada principalmente por las variaciones climáticas e hidrológicas en el sistema eléctrico nacional que exigen en mayor o menor grado la generación de electricidad con carbón y otros combustibles.

Durante la última década, el uso industrial de este combustible se vió afectado por la masificación del uso del gas natural. A pesar de lo anterior, su consumo mostró una tendencia creciente durante buena parte de la última década.



Gráfica 5-4. Demanda de carbón mineral en Colombia, según usos.

5.2 Resultados de la proyección de demanda y precios del carbón

5.2.1 Proyección de demanda de carbón

El consumo de carbón mineral tiene dos principales destinos: la industria y la generación de energía eléctrica. La proyección para cada sector se efectúa con metodologías propias:

Para el caso del carbón empleado por el sector industrial se utiliza un modelo en el que se simula en el largo plazo el consumo de energía para el sector industrial. En éste se optimiza¹⁶ con arreglo a mínimo costo entre combustibles alternativos (gas natural, carbón, glp, diesel, gasolina, petróleo, fuel oil) considerando costos operativos y de inversión, restricciones operativas o económicas, preferencias y sensibilidad de los agentes a las variables.

¹⁶ Se utiliza el programa de computación *ENPEP-BALANCE* producido por la empresa Argonne National Laboratories.

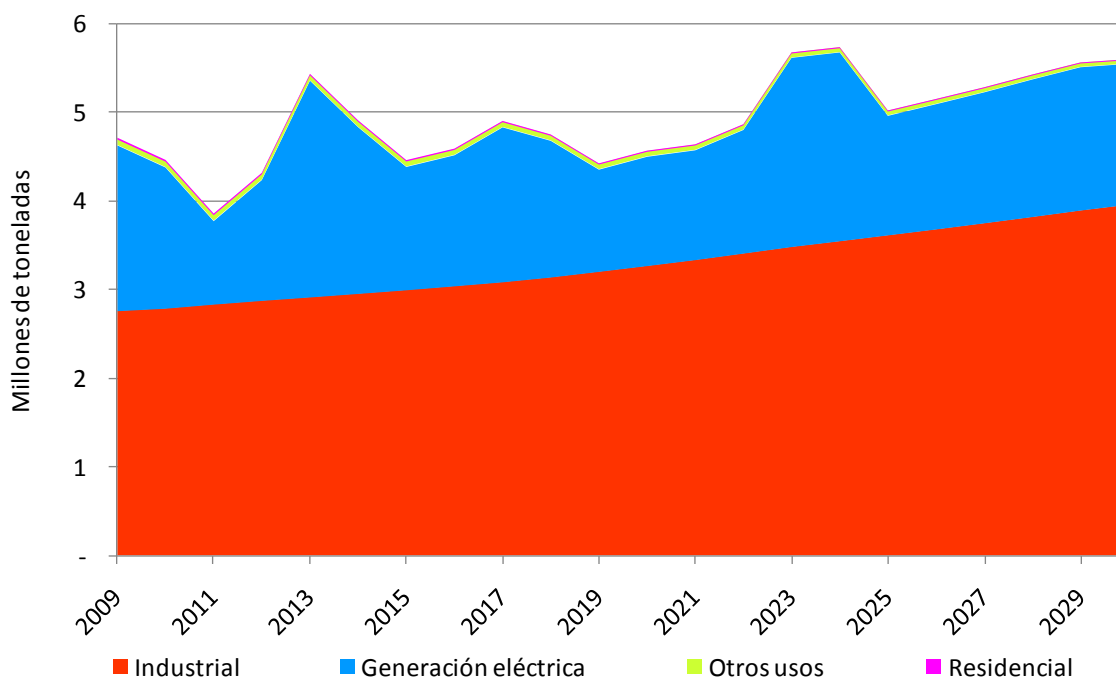
Para la proyección del consumo de este mineral en el sector eléctrico se aplica el modelo de simulación del despacho de la generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional –SIN- en el largo plazo, basado en la optimización por mínimo costo de la operación¹⁷ con miras a satisfacer el consumo de energía y los requerimientos de potencia del sistema. En éste se consideran los proyectos de generación reconocidos en el cargo por capacidad, así como aquellos inscritos en el banco de proyectos de la UPME que cuentan con cierto grado de desarrollo. Respecto a los demás usos de este energético, la determinación de su consumo futuro se realiza a partir de métodos econométrico a partir de las estimaciones históricas de su consumo.

Para los próximos veinte años se espera que en la medida que se superen efectos ambientales propios del uso de este energético y la industria nacional se expanda, producto del crecimiento económico, la demanda interna para este sector se expanda a una tasa de 1.7% promedio anual (ver Gráfica 5-5).

Para el caso de la proyección de demanda de carbón mineral para generación eléctrica, no se esperan grandes cambios en el sentido de que la expansión de capacidad instalada de generación carbo-eléctrica compensaría en buena parte la obsolescencia de las plantas actuales. Así mismo, para la próxima década se prevé la entrada masiva de generación hidroeléctrica que desplazaría generación térmica.¹⁸

¹⁷La más reciente publicación del *Plan de Expansión* de Referencia Generación – Transmisión 2010-2024 se encuentra disponible en la siguiente dirección:
http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2010/Plan_Expansion_2010-2024_Definitivo.pdf. En éste documento se describe en el Capítulo 4 la metodología de simulación del despacho de la generación en el SIN.

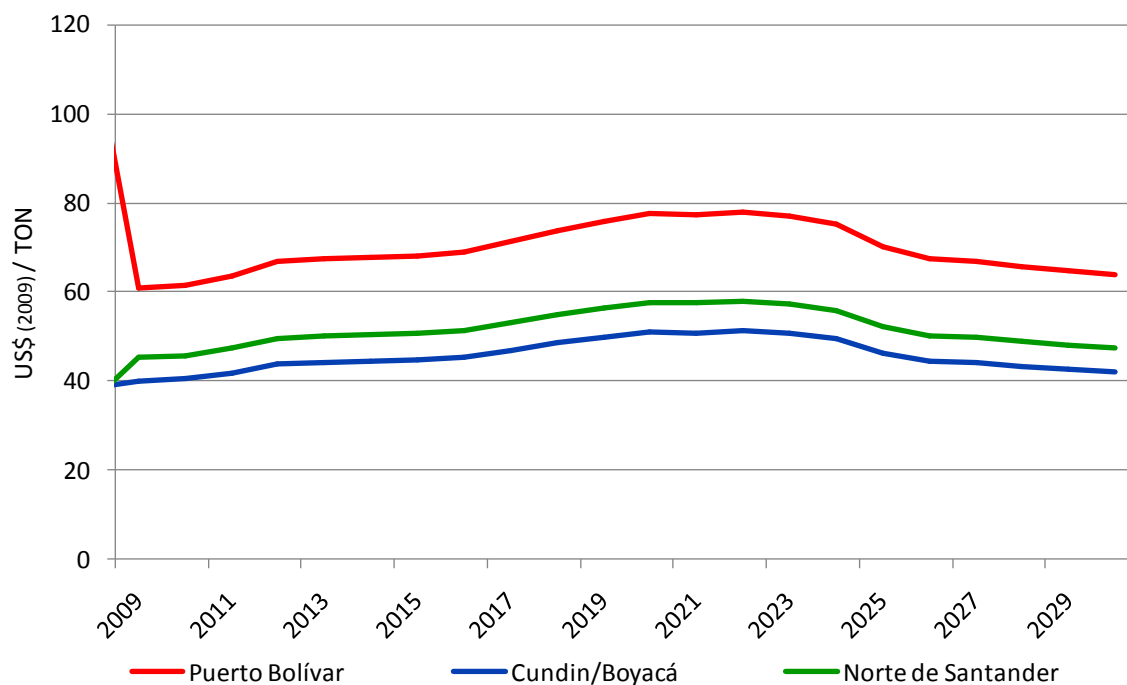
¹⁸ Se sugiere consultar el documento titulado *Plan de Expansión de Generación Transmisión 2010-2024*, disponible en el sitio web www.upme.gov.co.



Gráfica 5-5. Proyección de demanda de carbón en Colombia según usos.

5.2.2 Proyección de precios de carbón

En la Gráfica 5-6 se presenta la proyección de precios del carbón para los próximos veinte años. En ésta se prevé que se mantenga la brecha de precios entre el carbón de exportación (Puerto Bolívar) y el carbón de uso interno (Cundinamarca / Boyacá y Norte de Santander). Durante la siguiente década se proyecta un incremento promedio anual de 2.2%. En la década 2020-2030, como consecuencia de la diversificación de fuentes energéticas a nivel internacional y una desaceleración de la tasa de crecimiento del precio internacional del crudo, se espera que los precios internacionales del carbón se estabilicen para luego reducirse.

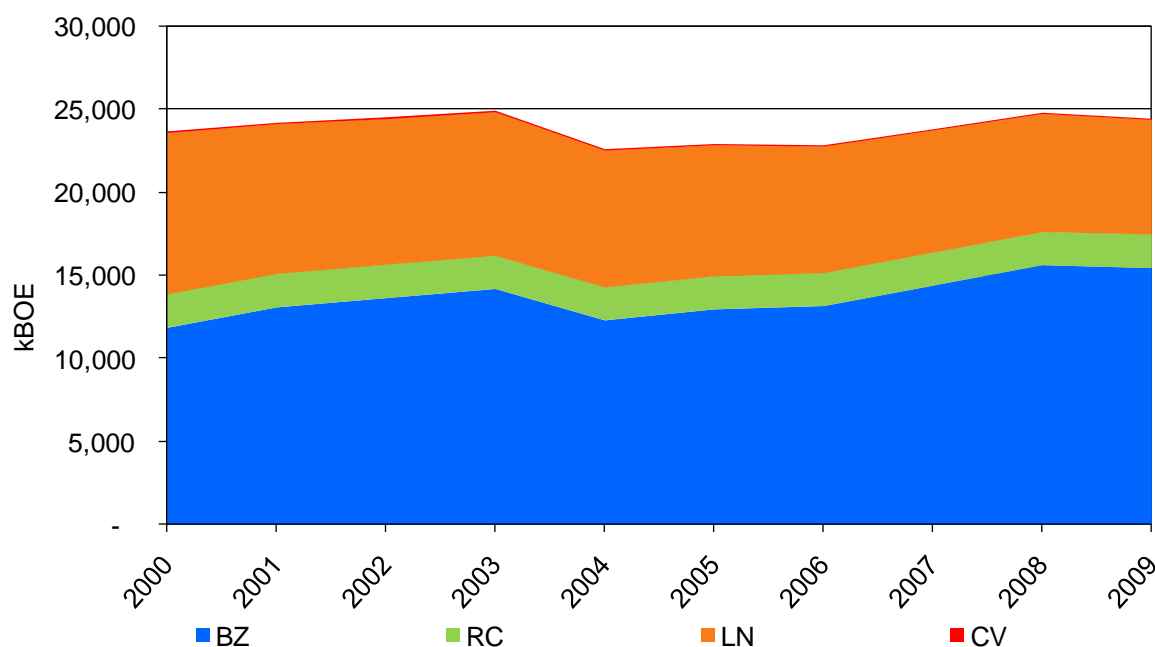


Gráfica 5-6. Proyección de precios de carbón en Colombia según regiones.

6 Biomásas y desechos

6.1 Perspectiva histórica

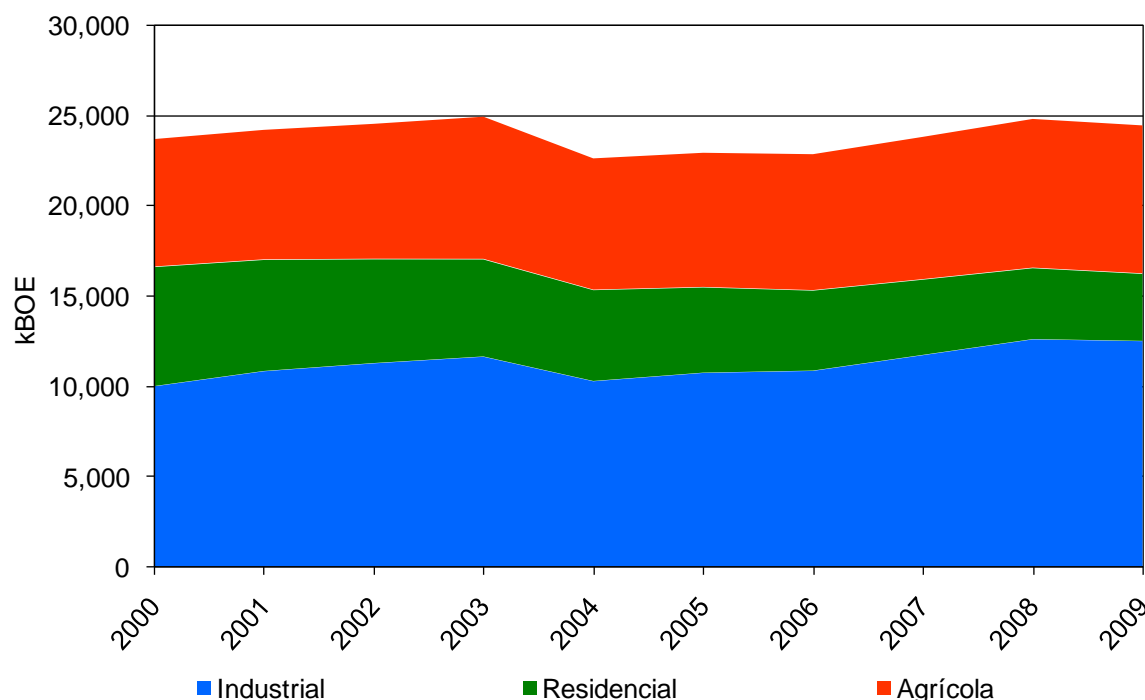
El consumo de biomasa en el país, a diferencia de los demás energéticos tratados en este documento, no se lleva a cabo dentro de un mercado propiamente de oferta y demanda claramente distinguibles, sino que su consumo normalmente tiene como fin el autoabastecimiento en el caso de la leña o es un subproducto de actividades agrícolas que se consume dentro del mismo proceso productivo. Considerando lo anterior, no es posible establecer precios de estos energéticos aunque su demanda está condicionada por el precio de mercado de los combustibles sustitutos.



Gráfica 6-1. Consumo de biomasa en Colombia según tipo.

En la Gráfica 6-1 puede verse la participación de los diferentes tipos de biomasa en el consumo nacional. Si bien el consumo total se ha mantenido casi estable, el bagazo de caña asociado a la producción de azúcar y alcohol ha aumentado, mientras la demanda de leña se ha reducido, siendo sustituida por combustibles como el GLP. La Gráfica 6-2

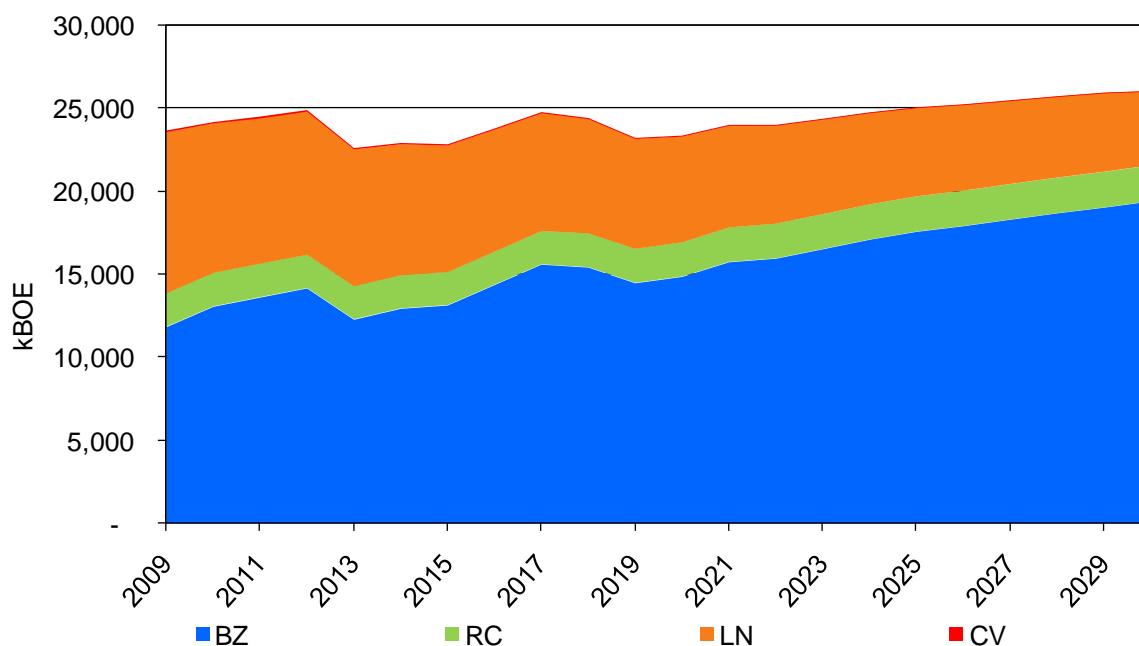
puede apreciarse la misma tendencia de reducción del uso residencial que se da a las biomásas, mientras los usos industriales han venido incrementando su empleo como combustible.



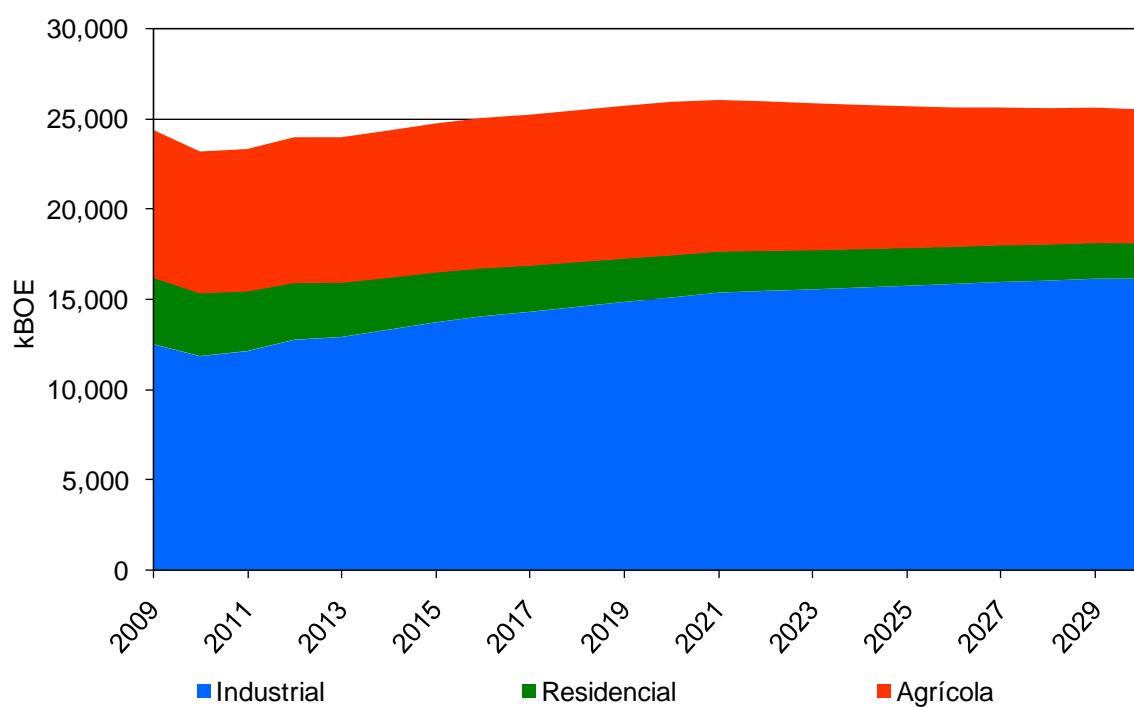
Gráfica 6-2. Consumo sectorial de biomasa en Colombia.

6.2 Resultados de la proyección de demanda de biomásas y desechos

La proyección de demanda de estos energéticos aplican modelos econométricos y de series de tiempo que relacionan su consumo con variable macroeconómicas. Para el futuro se espera que la tendencia mostrada en la historia reciente del consumo de biomasa se mantenga. Para el caso de la leña, su sustitución por otros combustibles como el GLP se seguirá dando en áreas rurales, de manera que su consumo se verá progresivamente reducido. Para el bagazo de caña, con el desarrollo de los biocombustibles y la posibilidad de aumentar las exportaciones de azúcar y alcohol es previsible que su consumo también crezca, según se puede ver en la Gráfica 6-3 y en la Gráfica 6-4, a continuación.



Gráfica 6-3. Proyección sectorial de demanda de biomasa en Colombia.



Gráfica 6-4. Proyección de demanda de biomasa según tipo en Colombia.

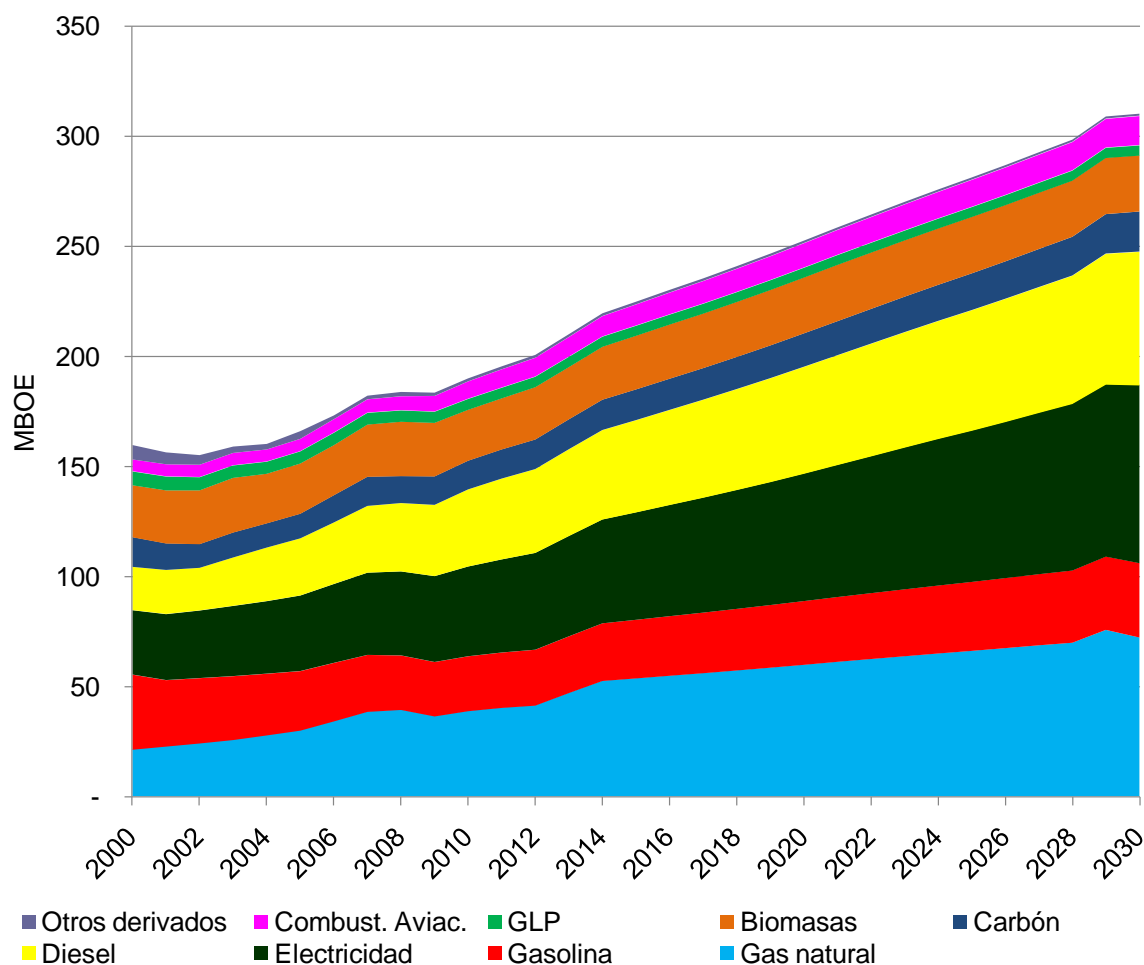
7 Demanda agregada de energía en Colombia

7.1 Agregación de la demanda de energéticos

A continuación, la Gráfica 7-1 presenta la agregación de demanda de los distintos energéticos tratados en los capítulos anteriores, tanto en sus cifras históricas entre los años 2000 – 2009, como en su proyección hasta el año 2030. En ésta es claro el importante papel que han tenido los combustibles derivados del petróleo y el gas natural que en el año 2009 constituyeron aproximadamente el 62.2 % del consumo de energía final del país, seguido de la electricidad con un 18.1%¹⁹, las biomasas y el carbón con 12.8% y 6.8%, respectivamente²⁰.

¹⁹ En este capítulo, las magnitudes de energía eléctrica corresponden al SIN. La generación de energía eléctrica en sistemas no interconectados se estima entre 14% y 20% la generación del SIN.

²⁰ Las magnitudes de expresas en este inciso en cuanto corresponde a energía final tienen descontado las cantidades usadas para la generación de electricidad.

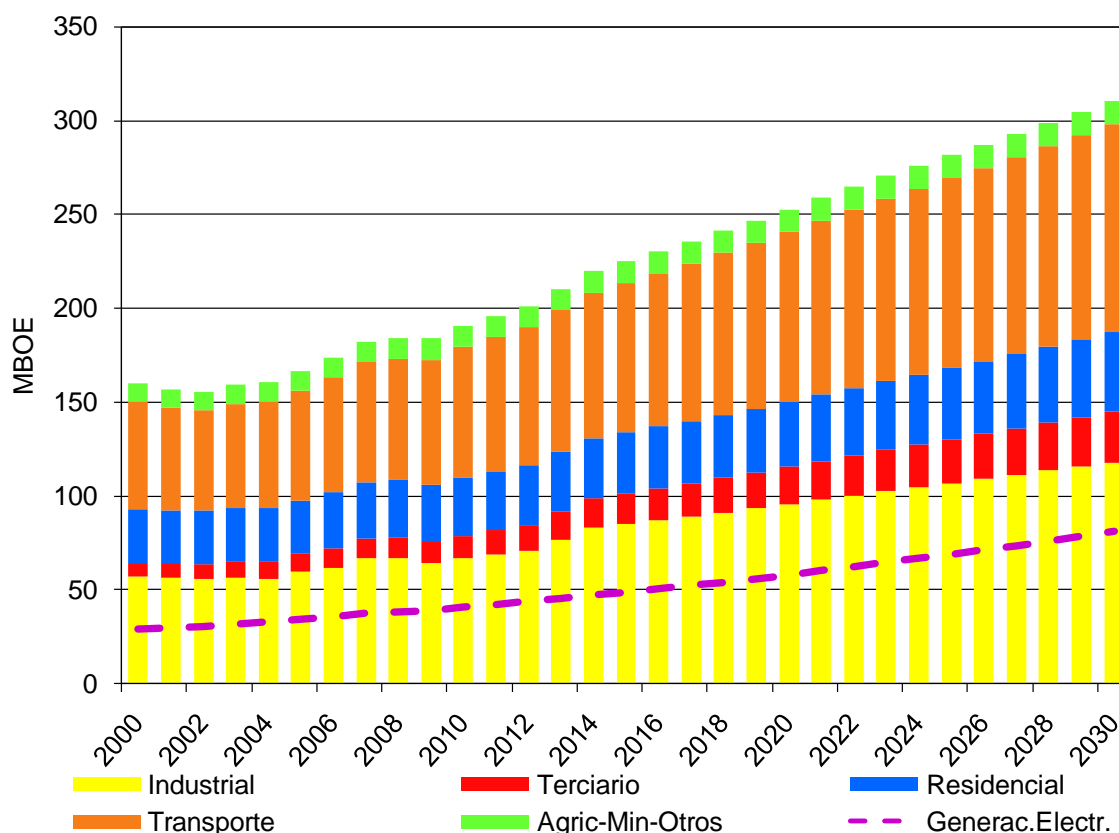


Gráfica 7-1. Demanda de energía final en Colombia, histórica y proyección.

A escala sectorial se prevé que los sectores industrial y transporte que en el pasado reciente han tenido la mayor participación en la demanda de energía, mantengan esta posición. Sin embargo, para la próxima década se estima que el sector terciario logre progresivamente mayor participación debido a que su crecimiento promedio anual es el mayor previsto entre los sectores, con una magnitud de 5.0%, seguido de los sectores industrial y transporte con tasas de 3.7% y 2.8%. Estos tendrían crecimientos superiores al total nacional de 2.3%. Los sectores agrícola-minero y el residencial crecerán a tasas de 2.0% y 1.2%, respectivamente, perdiendo participación respecto a los demás.

Debe considerarse en este aparte que el consumo de energía del sector eléctrico tiene como fin la generación de electricidad, de manera que a diferencia de los otros sectores, su

consumo no es el de energía final. Para los años 2009-2020 se estima una tasa de crecimiento promedio anual de 0.5%, valor afectado por el hecho de que en el año 2009, a causa de la reducción de los aportes hidráulicos con ocasión del Fenómeno de El Niño, la participación de la generación térmica (con baja eficiencia) fue superior a los valores históricos, lo que incrementó el consumo de combustibles en este sector.

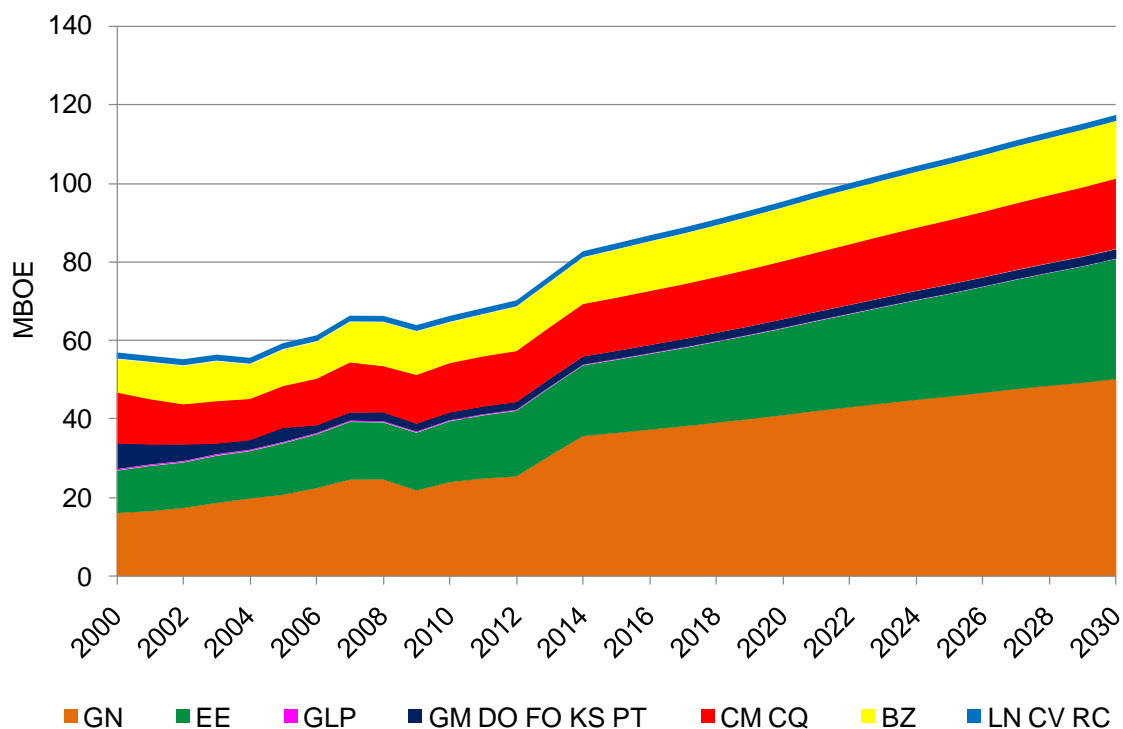


Gráfica 7-2. Demanda de energía en Colombia por sectores, histórica y proyección.

7.2 Demanda de energía en el sector industrial

En la última década, el gas natural ha venido sustituyendo otros combustibles como el carbón y algunos derivados del petróleo, aumentando su participación dentro de la canasta de energéticos de este sector. Para los próximos años se espera que la demanda de gas natural para la industria aumente a una tasa promedio anual de 6.5%, en gran parte impulsada por las ampliaciones de la capacidad de producción de las refinerías del país.

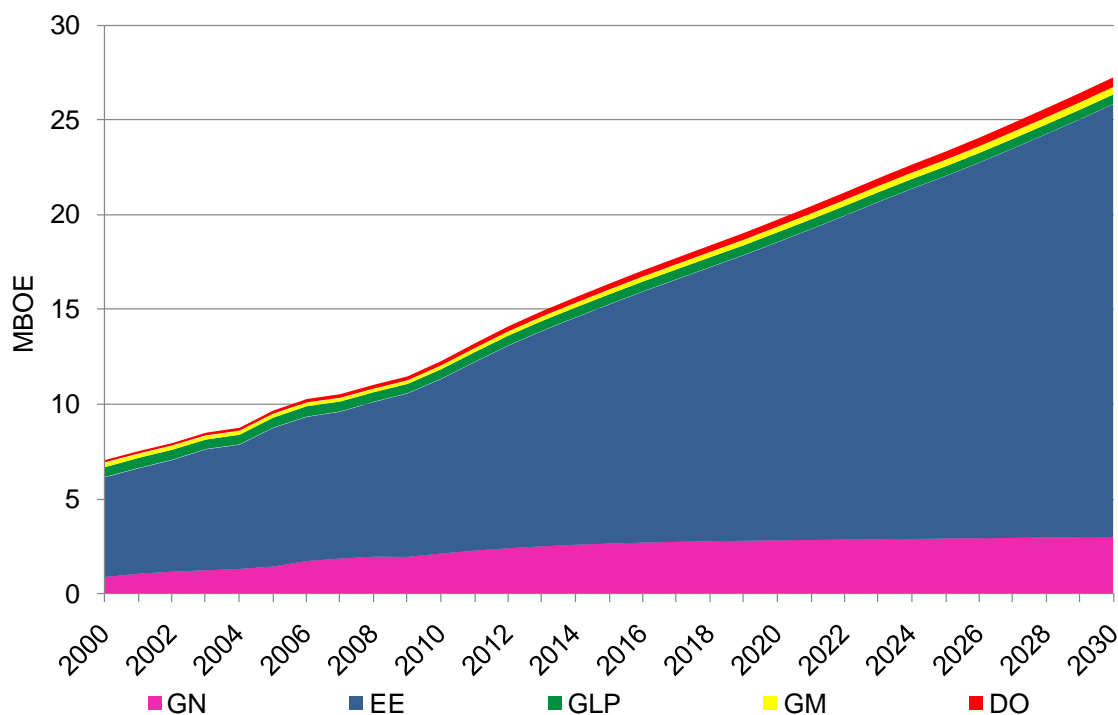
Se prevé, por otra parte, que la energía eléctrica y el bagazo lo hagan a una tasa de 4.4% y 2.1%, mientras el carbón a una rata de 1.7%. Por el contrario, se espera que combustibles como el GLP y otros derivados del petroleo decrezcan en su consumo.



Gráfica 7-3. Demanda de energía del sector industrial, histórica y proyección.

7.3 Demanda de energía en el sector terciario

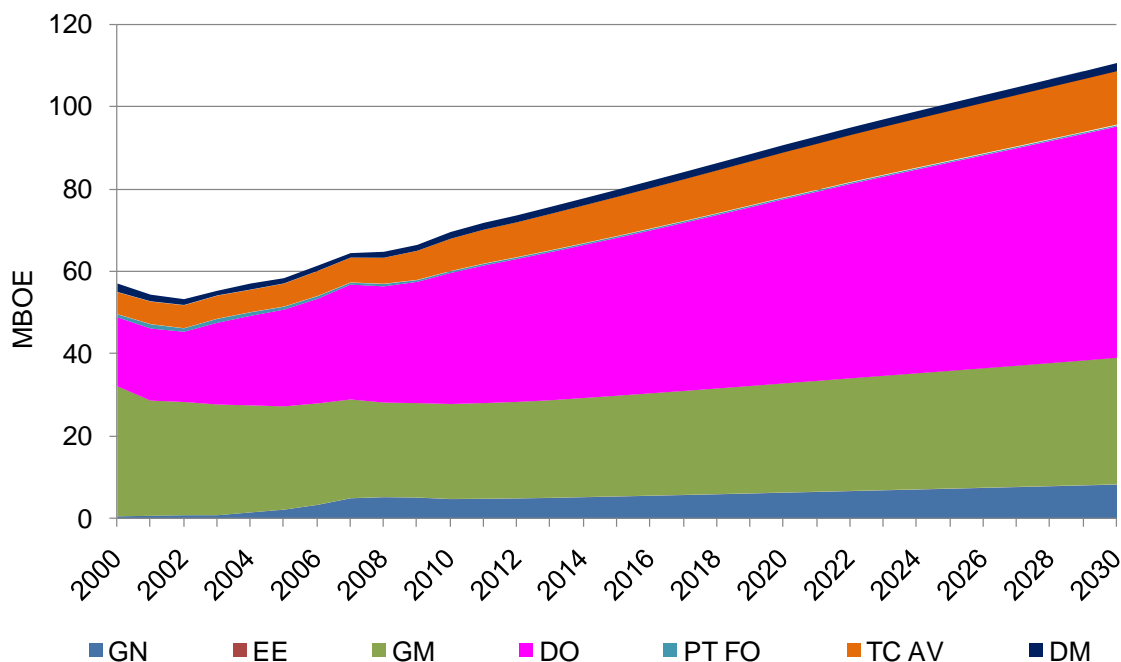
El crecimiento económico de la nación está orientado principalmente al desarrollo del sector terciario de la economía. En tal sentido, si bien este sector no es intensivo energéticamente, es el más dinámico de todos. Para la próxima década se estima un crecimiento promedio anual de la demanda de energía para este sector de 5.0%. El consumo de energía eléctrica lo haría a una tasa de 6.2% y el del gas natural a 3.7% siendo estos energéticos los principales empleados en el sector (ver Gráfica 7-4).



Gráfica 7-4. Demanda de energía del sector terciario, histórica y proyección.

7.4 Demanda de energía en el sector transporte

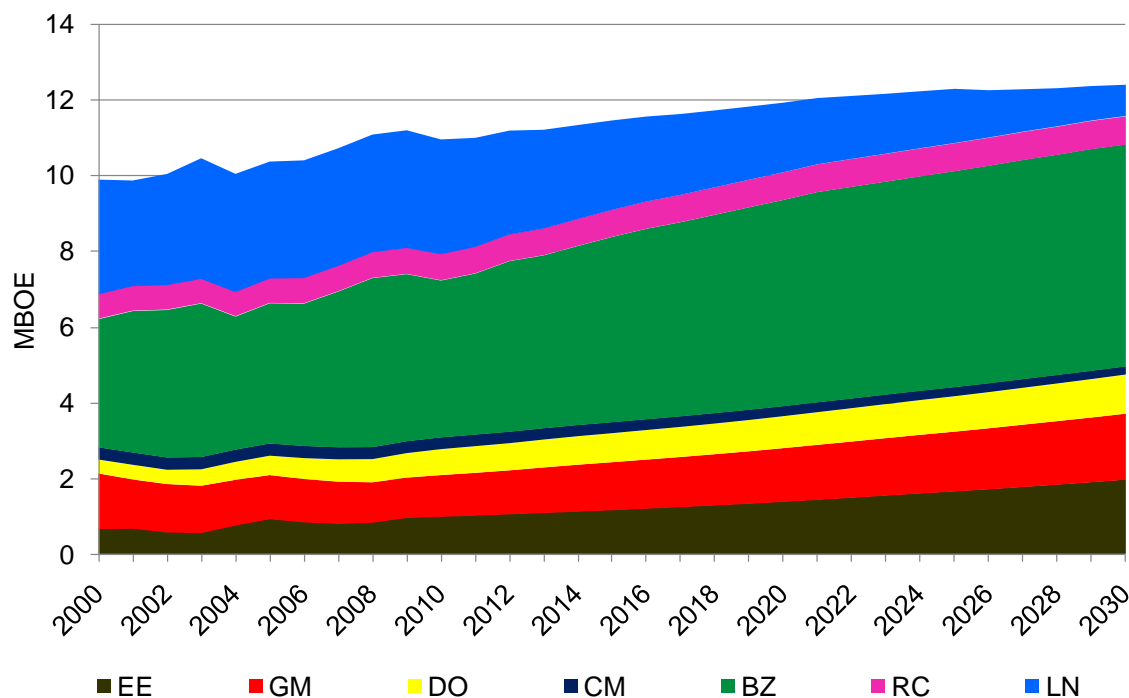
Dentro de las actividades de transporte, son las de tipo carretero las que deciden la dinámica del sector. En la próxima década se prevé que la demanda total de energía de este sector aumente a una tasa de 2.8% promedio anual. Dentro de esta se proyecta que una vez superado el estancamiento de la demanda de gas natural vehicular de los últimos años y se de la seguridad sobre el abastecimiento futuro, vuelva a crecer la demanda de este combustible. Para los principales combustibles de este sector, la gasolina y el diesel, se prevé un crecimiento de 1.3% y 3.4% promedio anual para la próxima década, respectivamente (ver Gráfica 7-5).



Gráfica 7-5. Demanda de energía del sector transporte, histórica y proyección.

7.5 Demanda de energía en los sectores agrícola, minero y otros

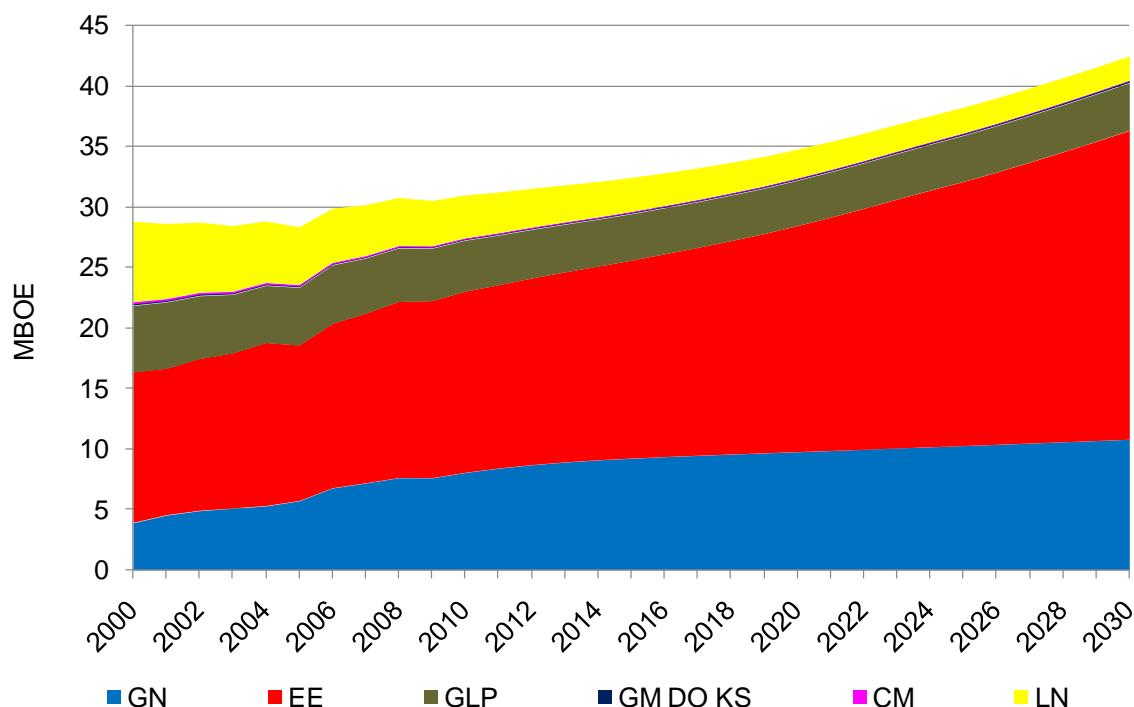
Al igual que el sector terciario, los sectores agrícola y minero no son energéticamente intensivos. Sin embargo, a diferencia del terciario, se prevé una muy baja tasa de crecimiento de la demanda de energía para estos sectores de 0.5% promedio anual para la próxima década. La Gráfica 7-6 presenta la demanda histórica de energía y proyección de la misma, según los tipos de energéticos.



Gráfica 7-6. Demanda de energía de los sectores agrícola, minero y otros, histórica y proyección.

7.6 Demanda de energía en el sector residencial

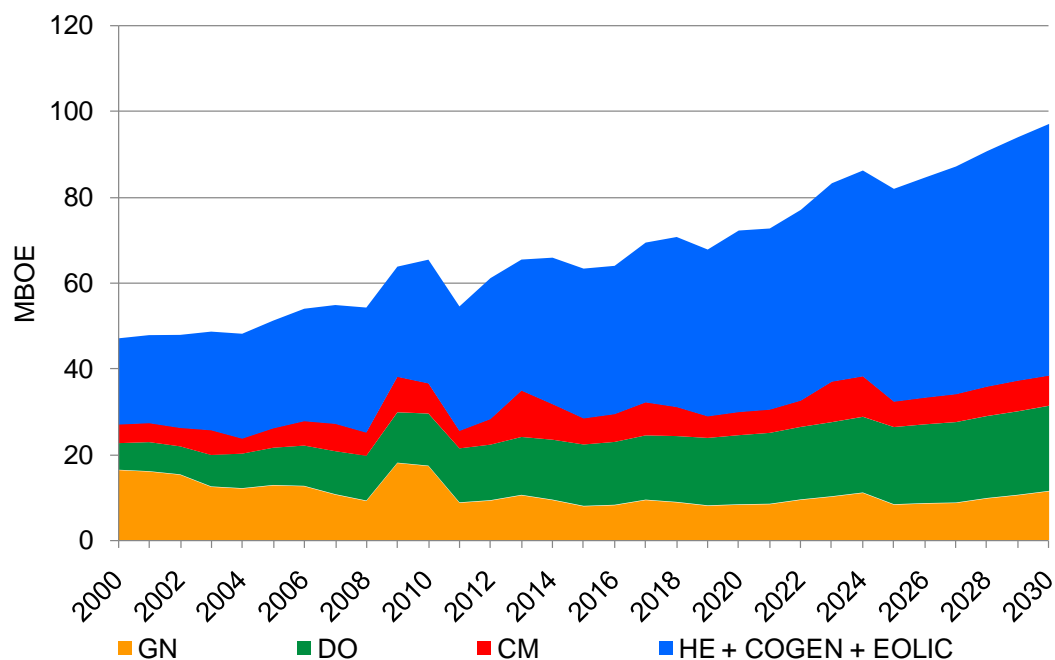
Al igual que en pasado reciente, el consumo futuro de energía en el sector residencial estaría dado por la expansión de la cobertura de la energía eléctrica y el gas natural, y la sustitución de energéticos como la leña y el GLP por los primeros mencionados. A continuación, la Gráfica 7-7 presenta la historia reciente y proyección de demanda de energía en el sector residencial. En el Anexo 1 pueden consultarse los datos que originan esta gráfica.



Gráfica 7-7. Demanda de energía del sector residencial, histórica y proyección.

7.7 Demanda de energía para generación eléctrica

A continuación, la Gráfica 7-8 presenta la demanda de energía histórica (años 2000-2009) empleada para la generación de electricidad en el país, así como la proyección hasta el año 2030. En éstos se incluye el consumo de los diferentes energéticos o recursos usado para la producción de energía en el SIN, así como para las zonas la producción de energía en zonas no interconectadas y autogeneración. En esta se evidencia como las fuentes hidráulicas se constituyen en la principal dinámica de crecimiento de la oferta de electricidad para Colombia. En el Anexo 1 pueden consultarse los datos que originan esta gráfica.



Gráfica 7-8. Demanda de energía para generación eléctrica, histórica y proyección.

Nota: incluye consumo en ZNI y autogeneración.

Anexo A. Cifras históricas y proyecciones de demanda

kBOE	GN	EE	GLP	GM	DO	KS	CM	BZ	RC	PT	LN	FO	CQ	CV	TC	AV	DM	TOTAL
2000	21,574	26,627	6,287	34,330	23,835	854	13,403	11,828	2,044	2,973	9,702	2,708	145	105	5,175	143	2,053	163,786
2001	22,990	27,238	6,286	30,386	24,952	722	11,962	13,054	2,044	1,754	9,017	2,921	145	75	5,154	298	1,615	160,613
2002	24,405	28,048	5,961	29,867	24,294	841	10,675	13,610	2,044	829	8,757	2,696	151	115	5,425	126	1,414	159,258
2003	25,956	28,848	5,629	29,206	28,247	591	11,253	14,162	2,024	1,189	8,642	1,096	141	95	5,456	121	1,121	163,775
2004	28,046	29,635	5,497	28,216	30,961	528	10,899	12,274	2,017	1,463	8,229	520	158	88	5,281	136	1,464	165,412
2005	30,203	30,777	5,532	27,222	33,426	423	11,038	12,936	2,019	2,484	7,883	572	183	81	5,441	112	1,271	171,603
2006	34,383	32,028	5,643	26,750	36,116	80	12,236	13,135	2,012	1,252	7,613	355	190	80	5,930	97	1,280	179,182
2007	38,698	33,313	5,339	26,044	38,567	61	13,086	14,366	2,011	1,068	7,354	485	208	71	5,917	87	1,081	187,756
2008	39,574	33,954	5,155	24,930	40,149	50	12,062	15,597	2,016	1,068	7,114	818	208	71	6,192	99	1,438	190,494
2009	36,627	34,464	5,062	24,886	41,949	76	12,764	15,420	2,051	968	6,895	417	191	72	6,930	102	1,427	190,302
2010	39,696	35,924	4,941	24,933	42,626	67	12,881	14,474	2,068	927	6,618	358	193	69	7,717	98	1,640	195,229
2011	41,153	37,275	4,836	24,955	43,915	63	13,080	14,857	2,082	896	6,290	344	194	67	8,133	92	1,670	199,902
2012	42,274	38,804	4,747	25,261	45,217	64	13,259	15,739	2,093	869	5,986	333	196	65	8,371	88	1,693	205,058
2013	48,053	40,228	4,673	25,572	46,794	68	13,425	15,953	2,103	846	5,704	323	197	63	8,757	85	1,712	214,554
2014	53,734	41,639	4,612	25,886	48,543	65	13,595	16,522	2,111	825	5,443	315	199	61	9,107	82	1,729	224,468
2015	55,125	43,149	4,563	26,203	50,246	65	13,771	17,097	2,120	805	5,200	308	200	59	9,443	79	1,745	230,178
2016	56,573	44,732	4,525	26,526	51,951	66	13,963	17,573	2,127	787	4,976	301	201	57	9,765	77	1,759	235,959
2017	58,017	46,311	4,497	26,906	53,511	66	14,157	17,912	2,134	770	4,769	295	202	55	10,073	74	1,773	241,523
2018	59,553	47,972	4,477	27,312	55,247	66	14,392	18,303	2,141	754	4,577	289	204	54	10,368	72	1,786	247,567
2019	61,148	49,667	4,465	27,764	56,957	66	14,669	18,686	2,147	739	4,399	283	205	52	10,652	70	1,798	253,767
2020	62,802	51,556	4,459	28,229	58,699	66	14,954	19,031	2,153	724	4,235	278	206	51	10,923	69	1,809	260,243
2021	64,538	53,512	4,459	28,702	60,437	66	15,246	19,409	2,159	710	4,082	273	207	49	11,183	67	1,820	266,920
2022	66,136	55,550	4,465	29,207	62,184	66	15,568	19,543	2,165	697	3,941	268	208	48	11,432	65	1,830	273,373
2023	67,683	57,673	4,475	29,742	63,875	66	15,894	19,660	2,170	684	3,811	263	209	47	11,671	64	1,840	279,826
2024	69,156	59,727	4,489	30,306	65,583	66	16,175	19,800	2,176	671	3,690	259	210	46	11,900	62	1,850	286,165
2025	70,453	61,688	4,506	30,901	67,245	66	16,467	19,938	2,181	659	3,578	254	211	44	12,120	60	1,859	292,230
2026	71,765	63,785	4,527	31,507	68,860	66	16,759	20,079	2,186	647	3,363	250	212	43	12,330	59	1,869	298,306
2027	73,399	66,027	4,551	31,822	70,499	66	17,063	20,232	2,191	636	3,204	246	213	42	12,532	58	1,877	304,656
2028	74,705	68,326	4,576	32,141	72,165	66	17,374	20,334	2,195	624	3,060	242	214	41	12,725	56	1,886	310,730
2029	75,815	70,680	4,605	32,462	73,859	66	17,695	20,480	2,200	613	2,942	238	215	40	12,910	55	1,909	316,783
2030	77,181	73,133	4,631	32,787	75,574	66	17,982	20,484	2,204	603	2,837	234	216	38	13,088	54	1,982	323,092

Tabla A-1. Demanda nacional de energía final, 2000-2030.

kBOE	GN	EE	GLP	GM	DO	KS	CM	BZ	RC	PT	LN	FO	CQ	CV	TOTAL
2000	16,180	10,752	272	618	310	798	12,912	8,445	1,375	2,931	70	2,013	145	105	56,924
2001	16,652	11,481	272	547	328	675	11,480	9,320	1,375	1,569	64	2,071	145	75	56,053
2002	17,461	11,550	241	538	319	785	10,202	9,717	1,375	652	67	2,027	151	115	55,202
2003	18,742	11,993	293	526	368	552	10,791	10,111	1,363	654	73	667	141	95	56,369
2004	19,888	12,006	262	508	403	493	10,445	8,763	1,357	796	71	330	158	88	55,569
2005	20,832	13,079	235	490	435	395	10,593	9,235	1,356	2,008	71	333	183	81	59,326
2006	22,518	13,657	261	481	470	75	11,800	9,378	1,327	767	71	205	190	80	61,279
2007	24,675	14,650	249	469	502	57	12,659	10,257	1,325	753	77	340	208	71	66,290
2008	24,742	14,456	236	449	522	47	11,643	11,135	1,325	753	77	565	208	71	66,229
2009	21,921	14,652	233	448	551	71	12,354	11,009	1,353	683	76	284	191	72	63,898
2010	24,039	15,464	227	465	590	62	12,479	10,333	1,364	654	74	229	193	69	66,242
2011	24,954	16,046	222	479	612	59	12,686	10,607	1,373	632	72	223	194	67	68,226
2012	25,485	16,661	218	492	630	60	12,873	11,237	1,380	613	69	216	196	65	70,195
2013	30,717	17,316	215	513	657	63	13,046	11,390	1,386	596	66	214	197	63	76,440
2014	35,758	17,950	212	531	680	61	13,225	11,796	1,392	582	62	212	199	61	82,719
2015	36,536	18,573	210	544	696	61	13,408	12,207	1,398	568	57	206	200	59	84,722
2016	37,378	19,225	208	557	713	61	13,607	12,546	1,403	555	54	199	201	57	86,764
2017	38,213	19,872	207	570	729	62	13,808	12,788	1,407	543	50	194	202	55	88,700
2018	39,125	20,560	206	583	746	61	14,050	13,068	1,412	532	47	191	204	54	90,838
2019	40,075	21,265	205	598	765	61	14,334	13,341	1,416	521	45	187	205	52	93,070
2020	41,053	22,036	205	612	784	61	14,625	13,587	1,420	511	43	184	206	51	95,379
2021	42,106	22,838	205	628	804	61	14,925	13,857	1,424	501	41	181	207	49	97,827
2022	43,059	23,652	205	642	822	61	15,253	13,953	1,428	491	39	177	208	48	100,039
2023	44,001	24,493	206	657	840	61	15,585	14,036	1,431	482	37	174	209	47	102,259
2024	44,932	25,308	206	671	858	61	15,873	14,136	1,435	473	36	171	210	46	104,416
2025	45,790	26,086	207	684	875	61	16,170	14,235	1,438	465	35	168	211	44	106,469
2026	46,728	26,914	208	698	893	61	16,468	14,336	1,441	456	34	166	212	43	108,659
2027	47,692	27,794	209	713	912	61	16,778	14,445	1,444	448	33	163	213	42	110,947
2028	48,525	28,683	210	726	929	61	17,095	14,518	1,448	440	33	160	214	41	113,083
2029	49,265	29,586	212	740	947	61	17,421	14,622	1,451	432	32	158	215	40	115,180
2030	50,235	30,528	213	754	965	61	17,714	14,624	1,453	425	32	155	216	38	117,414

Tabla A-2. Demanda nacional de energía para el sector industrial, 2000-2030.

kBOE	GN	EE	GLP	GM	DO	TOTAL
2000	909	5,264	514	230	117	7,034
2001	1,080	5,564	532	204	123	7,503
2002	1,189	5,893	525	200	120	7,928
2003	1,261	6,383	499	196	138	8,477
2004	1,335	6,554	508	189	151	8,736
2005	1,458	7,314	527	182	163	9,645
2006	1,750	7,606	544	179	177	10,256
2007	1,879	7,749	525	174	189	10,516
2008	1,982	8,161	503	167	196	11,009
2009	1,967	8,625	489	167	207	11,455
2010	2,146	9,206	501	179	229	12,261
2011	2,298	9,949	510	192	248	13,198
2012	2,424	10,689	516	205	265	14,100
2013	2,526	11,359	520	217	280	14,901
2014	2,608	11,988	522	227	293	15,638
2015	2,672	12,615	523	237	307	16,354
2016	2,722	13,240	523	247	320	17,051
2017	2,761	13,844	522	257	332	17,714
2018	2,791	14,456	519	266	344	18,376
2019	2,817	15,065	517	276	356	19,031
2020	2,840	15,722	515	286	369	19,733
2021	2,861	16,392	513	296	383	20,444
2022	2,880	17,079	511	307	396	21,172
2023	2,898	17,787	509	317	410	21,921
2024	2,916	18,469	508	328	423	22,644
2025	2,934	19,118	507	338	436	23,333
2026	2,953	19,805	507	348	450	24,063
2027	2,971	20,535	507	359	464	24,836
2028	2,989	21,279	506	371	479	25,624
2029	3,007	22,039	507	382	494	26,428
2030	3,024	22,828	506	394	509	27,261

Tabla A-3. Demanda nacional de energía para el sector terciario, 2000-2030.

KBOE	GN	EE	GM	DO	PT	FO	TC	AV	DM	TOTAL
2000	607	-	31,546	16,797	42	694	5,175	143	2,053	57,058
2001	742	-	27,922	17,570	185	850	5,154	298	1,615	54,336
2002	876	-	27,445	17,110	177	669	5,425	126	1,414	53,242
2003	876	-	26,837	19,907	535	429	5,456	121	1,121	55,282
2004	1,551	18	25,928	21,819	666	190	5,281	136	1,464	57,053
2005	2,225	18	25,014	23,557	476	240	5,441	112	1,271	58,354
2006	3,371	19	24,581	25,452	485	150	5,930	97	1,280	61,365
2007	4,989	19	23,932	27,966	315	145	5,917	87	1,081	64,451
2008	5,259	19	22,908	28,294	315	253	6,192	99	1,438	64,776
2009	5,157	19	22,868	29,535	286	132	6,930	102	1,427	66,456
2010	4,796	19	23,029	31,891	274	129	7,717	98	1,640	69,592
2011	4,866	19	23,175	33,496	264	121	8,133	92	1,670	71,836
2012	4,953	19	23,366	34,807	256	116	8,371	88	1,693	73,670
2013	5,082	19	23,650	36,054	250	109	8,757	85	1,712	75,718
2014	5,256	19	24,022	37,233	243	103	9,107	82	1,729	77,796
2015	5,428	19	24,406	38,431	238	102	9,443	79	1,745	79,891
2016	5,605	20	24,807	39,668	232	102	9,765	77	1,759	82,035
2017	5,784	20	25,210	40,921	227	101	10,073	74	1,773	84,184
2018	5,968	20	25,620	42,217	223	98	10,368	72	1,786	86,371
2019	6,159	20	26,043	43,517	218	96	10,652	70	1,798	88,573
2020	6,354	20	26,473	44,829	214	93	10,923	69	1,809	90,784
2021	6,547	20	26,892	46,055	210	92	11,183	67	1,820	92,885
2022	6,741	20	27,316	47,316	206	90	11,432	65	1,830	95,017
2023	6,937	20	27,735	48,483	202	89	11,671	64	1,840	97,041
2024	7,130	20	28,148	49,617	198	88	11,900	62	1,850	99,013
2025	7,325	20	28,567	50,739	194	86	12,120	60	1,859	100,971
2026	7,521	21	28,986	51,852	191	84	12,330	59	1,869	102,911
2027	7,719	21	29,410	52,951	188	83	12,532	58	1,877	104,839
2028	7,921	21	29,840	54,071	184	82	12,725	56	1,886	106,786
2029	8,124	21	30,273	55,177	181	80	12,910	55	1,909	108,730
2030	8,334	21	30,718	56,296	178	79	13,088	54	1,982	110,749

Tabla A-4. Demanda nacional de energía para el sector transporte, 2000-2030.

KBOE	EE	GM	DO	KS	CM	BZ	RC	LN	TOTAL
2000	678	1,467	359	1	325	3,383	668	3,018	9,901
2001	688	1,299	380	1	327	3,734	668	2,781	9,878
2002	590	1,277	369	1	327	3,893	668	2,924	10,049
2003	573	1,248	426	1	327	4,051	661	3,177	10,464
2004	771	1,206	467	1	327	3,511	660	3,110	10,052
2005	940	1,164	504	0	325	3,700	663	3,079	10,376
2006	855	1,143	544	0	324	3,757	685	3,098	10,408
2007	817	1,113	581	0	322	4,109	686	3,098	10,726
2008	846	1,066	605	0	319	4,461	691	3,098	11,087
2009	973	1,064	638	0	316	4,411	699	3,098	11,199
2010	1,003	1,100	677	0	313	4,140	705	3,021	10,959
2011	1,033	1,130	696	0	310	4,250	709	2,873	11,000
2012	1,069	1,159	710	0	306	4,502	713	2,733	11,191
2013	1,103	1,202	728	0	302	4,563	716	2,600	11,214
2014	1,137	1,239	745	0	297	4,726	719	2,473	11,337
2015	1,176	1,267	758	0	293	4,891	722	2,352	11,458
2016	1,216	1,295	773	0	288	5,027	725	2,237	11,561
2017	1,258	1,322	786	0	284	5,124	727	2,128	11,628
2018	1,301	1,352	802	0	279	5,235	729	2,024	11,723
2019	1,346	1,384	818	0	274	5,345	731	1,925	11,823
2020	1,397	1,416	835	0	269	5,444	734	1,831	11,926
2021	1,449	1,451	854	0	264	5,552	736	1,742	12,048
2022	1,504	1,484	872	0	259	5,590	737	1,657	12,103
2023	1,561	1,516	891	0	254	5,624	739	1,576	12,161
2024	1,617	1,548	909	0	249	5,664	741	1,499	12,226
2025	1,670	1,578	927	0	243	5,703	743	1,426	12,290
2026	1,727	1,610	945	0	238	5,744	745	1,245	12,254
2027	1,787	1,644	965	0	233	5,787	746	1,115	12,279
2028	1,850	1,676	985	0	228	5,817	748	1,004	12,307
2029	1,913	1,708	1,004	0	223	5,858	749	907	12,363
2030	1,980	1,742	1,025	0	218	5,859	751	822	12,398

kBOE	EE	GM	DO	CM	BZ	RC	LN	TOTAL
2000	678	1,467	360	325	3,383	668	3,018	9,901
2001	688	1,299	381	327	3,734	668	2,781	9,878
2002	590	1,277	370	327	3,893	668	2,924	10,049
2003	573	1,248	426	327	4,051	661	3,177	10,464
2004	771	1,206	467	327	3,511	660	3,110	10,052
2005	940	1,164	504	325	3,700	663	3,079	10,376
2006	855	1,143	544	324	3,757	685	3,098	10,408
2007	817	1,113	581	322	4,109	686	3,098	10,726
2008	846	1,066	605	319	4,461	691	3,098	11,087
2009	973	1,064	638	316	4,411	699	3,098	11,199
2010	1,003	1,066	647	313	4,140	705	3,021	10,894
2011	1,033	1,067	662	310	4,250	709	2,873	10,903
2012	1,069	1,080	682	306	4,502	713	2,733	11,084
2013	1,103	1,093	705	302	4,563	716	2,600	11,082
2014	1,137	1,106	732	297	4,726	719	2,473	11,191
2015	1,176	1,120	757	293	4,891	722	2,352	11,310
2016	1,216	1,134	783	288	5,027	725	2,237	11,410
2017	1,258	1,150	807	284	5,124	727	2,128	11,476
2018	1,301	1,167	833	279	5,235	729	2,024	11,569
2019	1,346	1,187	859	274	5,345	731	1,925	11,667
2020	1,397	1,207	885	269	5,444	734	1,831	11,765
2021	1,449	1,227	911	264	5,552	736	1,742	11,880
2022	1,504	1,248	937	259	5,590	737	1,657	11,933
2023	1,561	1,271	963	254	5,624	739	1,576	11,988
2024	1,617	1,295	989	249	5,664	741	1,499	12,053
2025	1,670	1,321	1,014	243	5,703	743	1,426	12,119
2026	1,727	1,347	1,038	238	5,744	745	1,245	12,082
2027	1,787	1,360	1,063	233	5,787	746	1,115	12,092
2028	1,850	1,374	1,088	228	5,817	748	1,004	12,107
2029	1,913	1,388	1,113	223	5,858	749	907	12,152
2030	1,980	1,401	1,139	218	5,859	751	822	12,171

**Tabla A-5. Demanda nacional de energía para los sectores agrícola, minero y otros
2000-2030.**

kBOE	GN	EE	GLP	GM	DO	KS	CM	LN	TOTAL
2000	3,877	12,466	5,501	91	23	56	166	6,614	28,795
2001	4,516	12,133	5,482	81	24	47	155	6,172	28,610
2002	4,878	12,575	5,195	79	24	55	145	5,766	28,716
2003	5,076	12,848	4,836	77	27	38	136	5,392	28,431
2004	5,272	13,502	4,727	75	30	34	127	5,048	28,816
2005	5,688	12,883	4,769	72	32	28	119	4,733	28,325
2006	6,745	13,615	4,838	71	35	5	112	4,444	29,864
2007	7,155	14,045	4,565	69	37	4	105	4,179	30,160
2008	7,592	14,591	4,416	66	39	3	99	3,939	30,744
2009	7,584	14,655	4,341	66	41	5	94	3,721	30,505
2010	8,022	15,002	4,213	67	43	4	89	3,523	30,963
2011	8,376	15,178	4,104	68	44	4	84	3,345	31,203
2012	8,657	15,459	4,012	68	44	4	80	3,184	31,509
2013	8,880	15,738	3,938	69	45	4	76	3,039	31,789
2014	9,058	16,038	3,877	69	45	4	73	2,908	32,073
2015	9,200	16,393	3,830	70	45	4	70	2,791	32,403
2016	9,323	16,794	3,794	71	46	4	67	2,685	32,785
2017	9,433	17,210	3,769	72	46	4	65	2,591	33,190
2018	9,537	17,669	3,752	73	47	4	63	2,506	33,652
2019	9,635	18,154	3,743	74	48	4	61	2,429	34,147
2020	9,733	18,716	3,739	75	49	4	59	2,361	34,737
2021	9,832	19,311	3,741	77	49	4	58	2,300	35,372
2022	9,932	19,940	3,749	78	50	4	56	2,246	36,055
2023	10,034	20,604	3,760	80	51	4	55	2,197	36,785
2024	10,136	21,249	3,774	81	52	4	54	2,154	37,506
2025	10,237	21,867	3,792	83	53	4	53	2,117	38,206
2026	10,340	22,536	3,812	84	54	4	52	2,084	38,967
2027	10,443	23,260	3,835	86	56	4	52	2,055	39,790
2028	10,547	24,005	3,859	88	57	4	51	2,024	40,636
2029	10,653	24,772	3,887	90	58	4	50	2,003	41,517
2030	10,760	25,576	3,912	92	59	4	50	1,982	42,435

Tabla A-6. Demanda nacional de energía para el sector residencial, 2000-2030.

kBOE	GN	GM	DO	CM	HE+COG+EO	TOTAL
2000	16,315	378	6,229	4,470	20,063	47,454
2001	15,978	334	6,806	4,551	20,493	48,162
2002	15,236	329	6,563	4,430	21,653	48,211
2003	12,405	321	7,382	5,893	22,969	48,970
2004	12,000	310	8,091	3,639	24,419	48,460
2005	12,742	299	8,735	4,649	25,085	51,510
2006	12,540	294	9,438	5,816	26,173	54,261
2007	10,585	286	10,079	6,511	27,651	55,113
2008	9,101	274	10,492	5,541	29,105	54,514
2009	17,967	274	11,795	8,347	25,651	64,034
2010	17,277	284	12,189	7,110	28,803	65,663
2011	8,673	293	12,653	4,200	28,983	54,801
2012	9,181	301	13,016	6,080	32,811	61,390
2013	10,428	314	13,564	10,912	30,501	65,718
2014	9,310	325	14,041	8,391	34,102	66,169
2015	7,851	333	14,381	6,207	34,863	63,635
2016	8,104	341	14,728	6,597	34,514	64,283
2017	9,304	348	15,057	7,801	37,190	69,701
2018	8,777	357	15,420	6,882	39,574	71,009
2019	7,971	365	15,799	5,145	38,820	68,102
2020	8,218	374	16,191	5,503	42,243	72,530
2021	8,343	384	16,607	5,529	42,153	73,016
2022	9,366	393	16,982	6,224	44,391	77,356
2023	10,100	401	17,360	9,525	46,168	83,554
2024	10,982	410	17,726	9,509	47,900	86,528
2025	8,233	418	18,076	6,019	49,529	82,275
2026	8,497	427	18,448	6,308	51,225	84,904
2027	8,636	436	18,836	6,595	52,985	87,487
2028	9,692	444	19,198	6,926	54,804	91,063
2029	10,448	452	19,554	7,216	56,660	94,330
2030	11,363	461	19,933	7,095	58,563	97,416

Tabla A-7. Demanda nacional de energía para generación eléctrica, 2000-2030.

Anexo B . Escenario URE de proyección de demanda de energía .

A continuación se ofrece un escenario alternativo al anterior considerado como base. En este escenario alternativo se estiman los efectos sobre la demanda integral que tendría el desarrollo de medidas de uso racional y eficiente de la energía –URE- en las dos siguientes décadas. Las medidas están relacionadas con el Plan de Acción Indicativo del PROURE que establece para el siguiente lustro acciones del gobierno nacional en esta materia ²¹. De manera breve describimos los supuestos considerados en este escenario:

Sector residencial: se consideró en primer lugar el potencial de ahorro de energía de la sustitución progresiva hasta un 85% en el año 2030 de sustitución de bombillas incandescentes por las correspondientes ahorradoras de energía, sin pérdida del nivel de iluminación. En materia de refrigeración, aire acondicionado y demás electrodomésticos se estimó el progresivo reemplazo por tecnologías más eficientes. En el consumo de cocción con gas natural o GLP se asumió el cambio hacia estufas con mejores sistemas de combustión con una reducción de la demanda final del 68%.

Sector industrial: respecto al empleo de combustibles como el carbón, gas natural y GLP, se consideró el incremento potencial de la eficiencia en calderas y demás usos calóricos con una reducción del consumo de energía final en un 75%.

Sector comercial: de manera semejante a los usos residenciales, se estiman los mismos ahorros por equipo en electricidad, gas natural y GLP por sustitución de bombillas, refrigeradores, aire acondicionado y demás electrodomésticos.

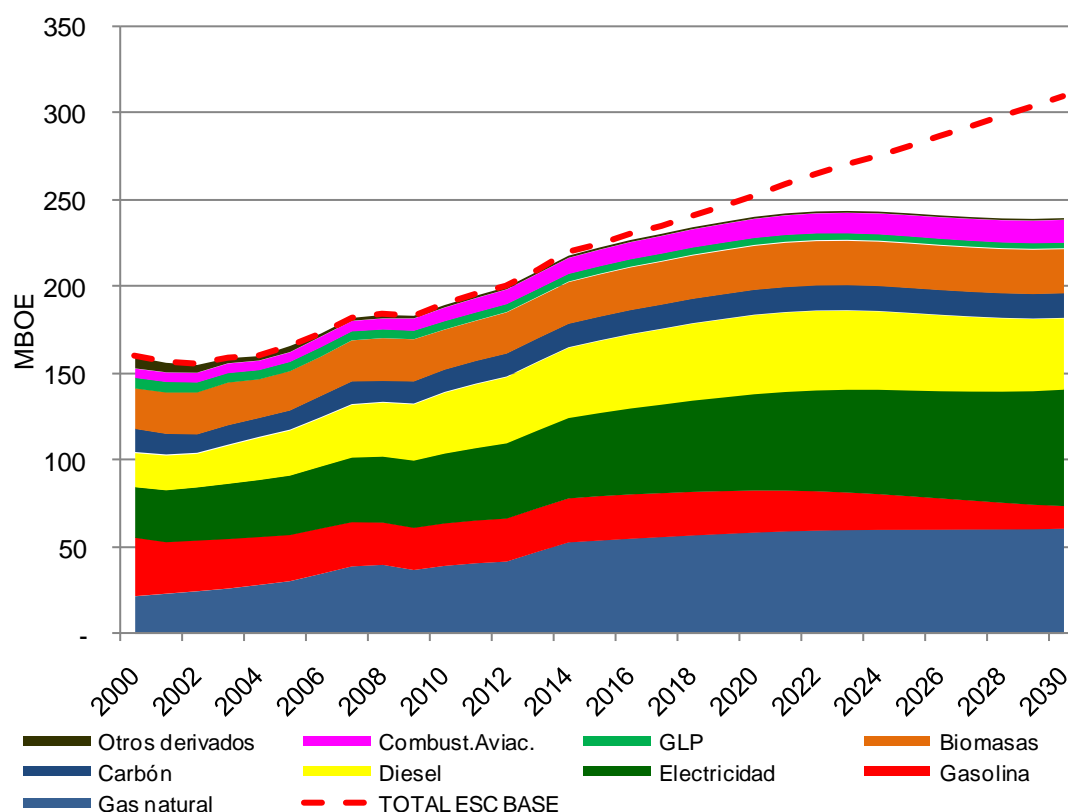
Sector transporte: considerando la oferta de vehículos eléctricos que incluye la posibilidad de la construcción de sistemas de transporte urbano masivo de pasajeros en metro o tranvías eléctricos, automóviles, motocicletas y bicicletas eléctricos, y vehículos utilitarios

²¹ La Resolución 180919 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía estableció el programa PROURE. Tal se encuentra disponible en la siguiente dirección electrónica:
http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_normas_energia.jsp?parametro=2245&site=1

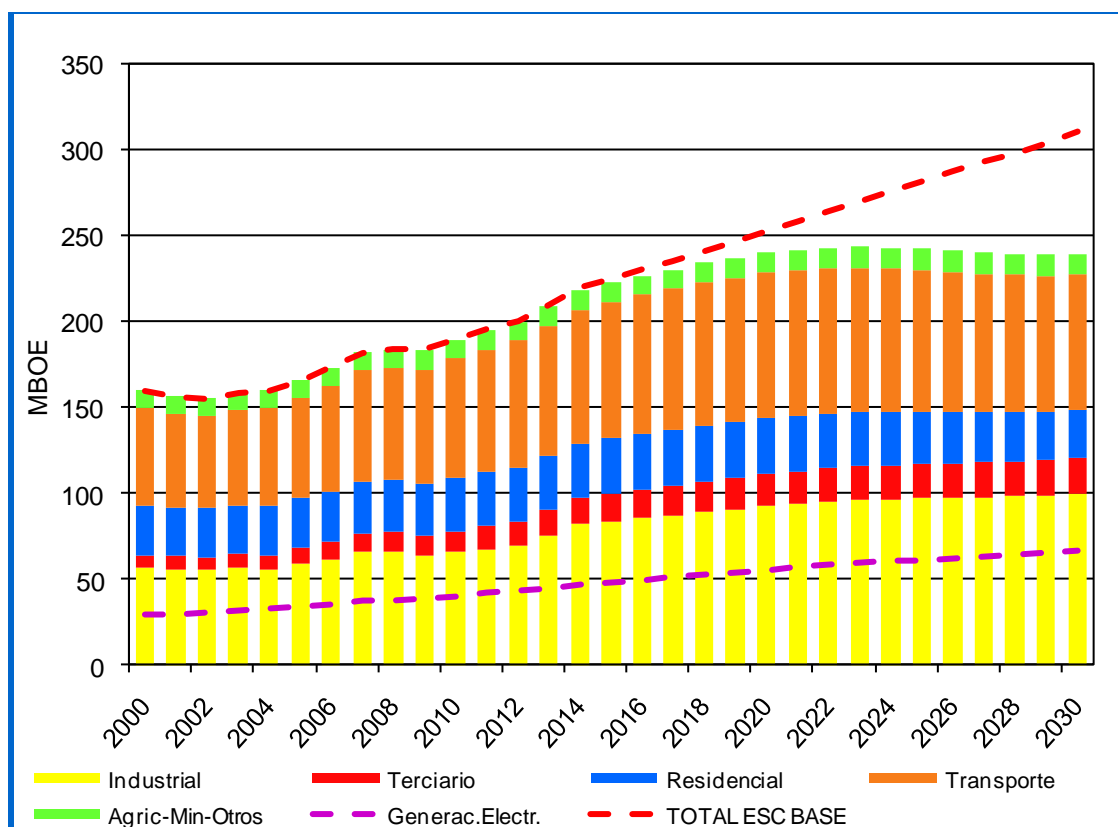
livianos para transporte de carga, se estableció en este escenario la progresiva sustitución hasta un 43% en el año 2003 de los modos de transporte urbano de carga y pasajeros.

Sector eléctrico: en la medida que se va cumpliendo su vida útil, se estiman que hacia el año 2030 aproximadamente el 85% del parque de generación térmico se habría sustituido por tecnologías que ahorran un 76% del consumo final de energía.

Con los anteriores supuestos, las Gráficas B-1 y B-2 presentan los resultados logrados en comparación con el escenario base de este documento. En éstas puede apreciarse como después del año 2020 se detiene el crecimiento de la demanda de energía final y hacia el año 2030 se alcanzaría un ahorro de aproximadamente un 24% de ésta. Se sugiere comparar estas gráficas con las correspondientes del Capítulo 7 del presente documento.



Gráfica B-1. Escenario de demanda de energía final URE según energéticos.



Gráfica B-2. Escenario de demanda de energía final URE según sectores.

Anexo C. Factores de conversión, definiciones y siglas

	btu	toe	boe	kWh	kcal	Gcal	Mtoe	Mbtu	GWh
btu	1	2.51982E-08	1.84703E-07	2.93056E-04	0.2519824	2.51982E-07	2.51982E-14	1.00000E-06	2.93056E-10
toe	3.96853E+07	1	7.330	11,630.0	1.00000E+07	10.000	1.00000E-06	39.685	1.16300E-02
boe	5.41409E+06	1.36426E-01	1	1,586.6	1.36426E+06	1.364	1.36426E-07	5.414	1.58663E-03
kWh	3,412.3	8.59845E-05	6.30267E-04	1	859.8452	8.59845E-04	8.59845E-11	3.41232E-03	1.00000E-06
kcal	3.9685	1.00000E-07	7.33000E-07	1.16300E-03	1	1.00000E-06	1.00000E-13	3.96853E-06	1.16300E-09
Gcal	3.96853E+06	1.00000E-01	7.33000E-01	1,163.0	1,000,000	1	1.00000E-07	3.969	1.16300E-03
Mtoe	3.96853E+13	1.00000E+06	7.33000E+06	1.16300E+10	1.00000E+13	1.00000E+07	1	3.96853E+07	11,630.0
Mbtu	1.00000E+06	2.51982E-02	1.84703E-01	293.0556	251,982	2.51982E-01	2.51982E-08	1	2.93056E-04
GWh	3.41232E+09	85.9845	630.2666	1.00000E+06	8.59845E+08	859.8452	8.59845E-05	3,412.322	1

Tabla C-1. Factores de conversión entre unidades de energía

Ejemplos: 1 btu = 0.2519824 kcal
 1 GWh = 630.2666 boe
 1 Mboe = 1586.7 GWh
 1 Mboe = 14.25 MPCD

Poder Calorífico (valores aproximados de referencia)		
Gasolina corriente	117,943	btu / gal
Gasolina extra	119,639	btu / gal
Diesel	131,702	btu / gal
GLP	83,928	btu / gal
Fuel oil	150,000	btu / gal
Kerosene	134,000	btu / gal
Carbón Guajira-Cesar	25,702	btu / kg
Carbón Norte de Santander	28,764	btu / kg
Carbón Cundi-Boyacá	27,638	btu / kg
Coque	27,700-31,941	btu / kg
Crudo Vasconia	5,738,946	btu / barril
Crudo Cusiana	5,738,946	btu / barril
Crudo de Castilla	152,000	btu / gal
Crudo de Rubiales	152,400	btu / gal
Gas natural Cusiana	1,124	btu / ft3
Gas natural Guajira	997	btu / ft3
Alcohol carburante	84,000	btu / gal
Biodiesel	126,000	btu / gal
Bagazo	9,900-18,200	btu / gal
Leña	13,000-18,000	btu / kg

Tabla C-2. Poder calorífico de los energéticos

BANREP	Banco de la República
CNO-Gas	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas
DNP	Departamento Nacional de Planeación
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos
INGEOMINAS	Instituto Colombiano de Geología y Minería
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MME	Ministerio de Minas y Energía
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
XM	XM Expertos en Mercados

AC	Alcohol carburante
AV	Avigas
BD	Biodiesel
BZ	Bagazo
CM	Carbón mineral
COG	Cogeneración
CQ	Coque
CV	Carbón vegetal
DM	Diesel Marino
DO	Diesel oil (ACPM)
EE	Energía eléctrica
EO	Eólica
FO	Fuel oil
GLP	Gas licuado de petróleo
GM	Gasolina motor (corriente y extra)
GN	Gas natural
HE	Hidroelectricidad
KS	Kerosene Jet
LN	Leña
NE	No energéticos
PT	Petróleo
RC	Residuos
TC	Turbocombustible

BDC	Barriles día calendario
boe	barriles equivalentes de petróleo
btu	British thermal unit
cal	calorías
CIF	En puerto de destino (<i>Cost, insurance and freight</i>)
FOB	En puerto de embarque (<i>Free on board</i>)
GWh	Gigavatios hora
MPCD	Millones de pies cúbicos día
Tcal	Teracaloría
toe	toneladas equivalentes de petróleo
Wh	Vatios hora

- Fin del documento -